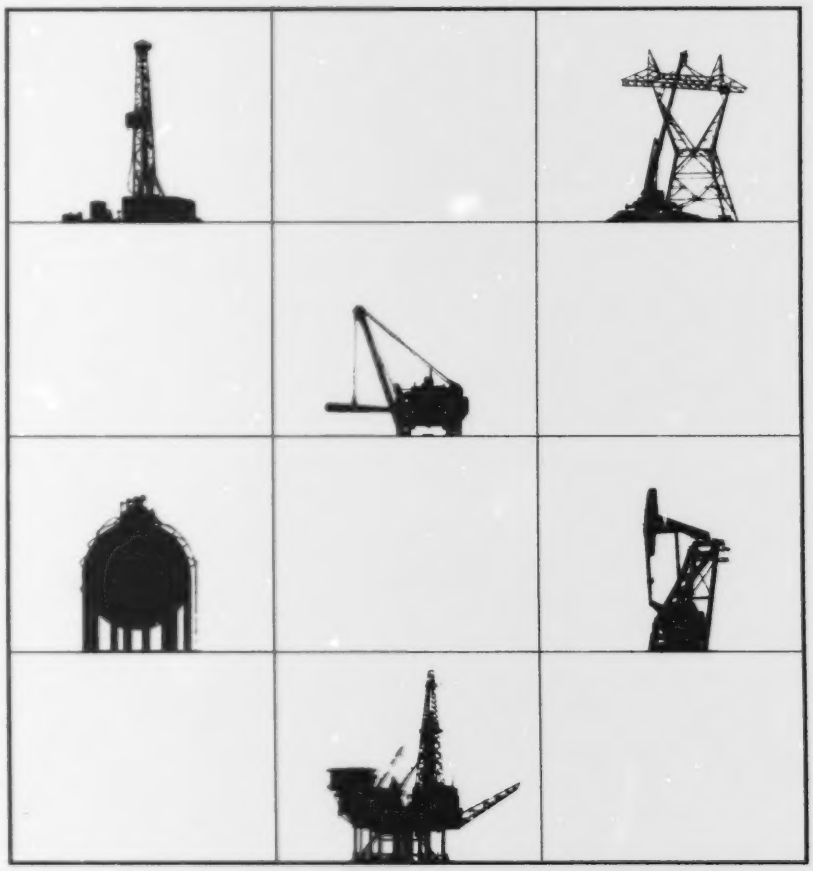
National Energy Board



Annual Report 1986

87-03216/

National Energy Board Profile

The National Energy Board is a federal regulatory tribunal that was created by an Act of Parliament on 2 November 1959. During the past quarter-century, it has played an important role in the development of Canada's energy sector.

The Board's regulatory powers under the National Energy Board Act include the licensing of oil, natural gas, and electricity exports, the certification of interprovincial and international pipelines and designated interprovincial and international power lines, and the setting of tolls and tariffs for oil and gas pipelines under federal jurisdiction.

The Act also requires that the Board keep under review the Canadian supply of all major energy commodities, with emphasis on electricity, oil, natural gas, and the by-products derived from oil and natural gas, as well as the demand for Canadian energy in Canada and in export markets.

The Board also has specific responsibilities under the Northern Pipeline Act and the Energy Administration Act.

Head Office:

National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E5
(613) 998-7204

Calgary Office:

National Energy Board
4500 - 16th Avenue N.W.
Calgary, Alberta
T3B 0M6
(403) 247-4233

National Energy Board

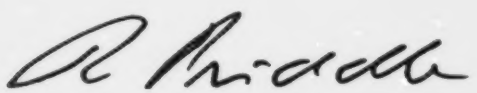
31 March 1987

The Honourable Marcel Masse, P.C., M.P.
Minister of Energy, Mines and Resources
Ottawa, Ontario

Dear Mr. Masse:

I am pleased to submit the Annual Report of the National Energy Board for the year ending 31 December 1986, in accordance with the provisions of Section 91 of the National Energy Board Act, the Revised Statutes of Canada, 1970, chapter N-6.

Yours sincerely,



R. Priddle,
Chairman

Metric Conversion Table

The National Energy Board uses the International System of Units (SI). The energy units most commonly referred to in this report are the gigajoule (GJ) and the petajoule (PJ). A 30-litre gasoline fill-up contains about one gigajoule of energy. A petajoule is one million gigajoules. On average, a city the size of Toronto or Montreal uses a petajoule of energy for all uses (heat, light, transportation, etc.) about every 17 hours.

The following conversion table is provided for the convenience of readers who may be more familiar with the Imperial System.

Approximate Conversion Factor

1 metre (m)	=	3.28 feet
1 kilometre (km)	=	0.62 mile
1 millimetre (mm)	=	0.039 inch
1 cubic metre (m^3) of oil	=	6.3 barrels
1 cubic metre (m^3) of natural gas	=	35.3 cubic feet
1 litre (L)	=	0.22 gallon
1 kilogram (kg)	=	2.20 pounds
1 gigajoule (GJ)	=	0.95 MMBtu, or 0.95 thousand cubic feet (Mcf) of natural gas at 1000 Btu/cf
1 petajoule (PJ)	=	0.95 billion cubic feet of natural gas, or 165 000 barrels of oil, or 0.28 terawatt hours of electricity

Abbreviations

gigajoule (GJ)	=	10^9J
terajoule (TJ)	=	10^{12}J
petajoule (PJ)	=	10^{15}J
exajoule (EJ)	=	10^{18}J
kilowatt (KW)	=	10^3 watts
megawatt (MW)	=	10^3 KW
megawatt hour (MW.h)	=	10^3 KW.h
gigawatt hour (GW.h)	=	10^6 KW.h
terawatt hour (TW.h)	=	10^9 KW.h

This report is published separately in both official languages.

Copies of this report and others listed at the back of this report are available on request from :

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

On peut se procurer ce rapport et les rapports mentionnés à l'endos, sur demande, au :

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

© Minister of Supply and Services Canada 1986

Cat. No. NE 1-1986 E
ISBN 0-662-15261-1

Printed in Canada

Imprimé au Canada

Contents

The Chairman's Letter 2
Functions and Responsibilities 4
Organization 6
Review of Energy Developments 10
- Overview 10
- Crude Oil and Petroleum Products 11
- Natural Gas 15
- Electricity 17
- Oil and Gas Exploration and Reserves 20

Review of Board Activities 24
- Public Hearings and Inquiries 24
- Other Board Activities 32

Legislation and Regulations 44
Appendices 49

The Chairman's Letter

The National Energy Board is an organization of energy professionals responsible, under the law, for providing energy regulation and advice.

Its nine present members have professional backgrounds in accounting, economics, engineering, geology and law. Their previous experience is in the oil, gas and electrical industries, university, business boards, provincial and federal governments.

The Board's permanent staff, numbering about 400, spans the full range of disciplines needed for the proper conduct of the business of the Board. This includes the regulation of certain energy exports and imports; of oil and gas pipelines, including their tolls; and of international power lines. It involves as well the provision of advice to the Minister of Energy, Mines and Resources on matters in which the Board has special competence.

The Board's purpose is to serve the public interest of Canada in the matter of energy. In doing this, it takes account of the general policy environment created by the government of the day. The program of regulatory reform is one element of that environment which is of particular importance to the Board.

The Board does not regulate for regulation's sake. On the contrary, it has been a leader in seeking to regulate less and to regulate more wisely. For example, of the 40 pipelines under the Board's jurisdiction, 30 have been effectively deregulated. The pipelines which remain under the Board's detailed regulation are all major systems having monopoly positions and of vital importance to oil and gas producers and consumers.

Toll regulation of half a dozen of the major pipelines occupies a great deal of Board Members' time and consumes significant staff support. I note that the related public proceedings have become more complex and, therefore, longer and more costly for all concerned. We intend in the coming year to set aside time for a careful review of this problem with the major regulated pipelines, producers and consumers. Our objective will be to find out whether we can together identify and apply means to shorten the oral portions of the Board's toll proceedings, while maintaining effective regulation of these large public utilities.

The Board is preparing its report on the inquiry into the federal regulation of electricity exports, which the Minister of Energy, Mines and Resources asked us to carry out. Part of the background to that request was the government's regulatory reform program. I hope that, as a result of our inquiry, steps can be taken to lighten the regulation of electricity exports while maintaining an appropriate degree of federal government oversight of international trade in this essential energy commodity.

The Board has been pleased to play the key regulatory role in the introduction of market-sensitive pricing in Canadian interprovincial gas trade. Since 1 November 1985, it has issued 41 orders providing for the transportation of gas in arrangements concluded directly between gas producers and gas consumers. A major review of TransCanada PipeLines' availability of services, concluded in June 1986, paved the way for a new approach to toll-setting for that company, which is critical to the effective working of a market-oriented pricing regime for natural

gas in Canada. The decision was subsequently upheld by the Federal Court of Appeal. The Board as well had the satisfaction of seeing its recommendation on the treatment of TOPGAS carrying charges implemented by the Alberta government.

Other matters dealt with by the Board in 1986 included the certification of a major oil pipeline expansion in the prairies; the implementation of a new approach to tolls for Westcoast Transmission Company Limited; and aspects of pipeline safety, which were examined in its reports on two fatal pipeline accidents.

Pursuant to a request of the Minister of Energy, Mines and Resources, the Board is reviewing its procedures for determining the amount of gas which is surplus to reasonably foreseeable requirements for use in Canada and is thus available for export. In undertaking this review, it is conscious of its role as a national board. Full and fair opportunity will be given to all interested parties to express their views and to examine each other's positions. The Board will make its decision on the basis of its responsibility to uphold the national public interest.

The Board is in good heart and ready to continue to dispense relevant regulation in the public interest. There are presently nine members compared to twelve when I came to the chairmanship a year ago. I feel that nine is appropriate to the current and prospective workload. The staff too is being downsized, I believe without impairment to quality and enthusiasm.

Finally, I want to pay tribute to three members who left us during 1986: Mr. Jack Hardie and Mr. Bill Scotland, both of Calgary, Alberta and Mr. Jacques Trudel of Montreal, Quebec. They were all vigorous and effective members of the Board and their contribution will be long remembered and appreciated.

R. Priddle
January 1987

Functions and Responsibilities

Responsibilities Under the National Energy Board Act

The Board has two principal responsibilities under the National Energy Board Act:

- to regulate specific matters concerning oil, gas and electricity in the public interest, and
- to advise the Government on the development and use of energy resources.

The Board has the authority to hold inquiries into any aspect of energy matters under its jurisdiction and to issue reports for the use and information of Government, Parliament, and the general public.

The regulatory roles of the Board are described below.

Regulation of Pipeline Traffic, Tolls, Tariffs, and Accounting Practices

The Board regulates the traffic, tolls and tariffs of pipeline companies under federal jurisdiction to ensure that the tolls are just and reasonable and that there is no unjust discrimination in tariffs or service.

Export Licences and Orders

The Board issues long-term licences for the export of oil, gas, and electricity. Such licences are normally granted following public hearings. In issuing export licences, the Board must satisfy itself that, among other things, the quantities of energy exported do not exceed the surplus remaining after making allowance for reasonably foreseeable Canadian requirements. The Board also issues orders for short-term exports of energy commodities subject to the restrictions imposed in the National Energy Board Part VI Regulations. In addition, the Board authorizes licences and orders for imports of natural gas.

Certificates of Public Convenience and Necessity for Pipelines and Power Lines

The Board grants certificates to construct and operate interprovincial and international oil, gas, and petroleum products pipelines, as well as international and designated interprovincial electric power lines. Before a certificate is issued, the Board is required to hold a public hearing.

Detailed Routing - Pipelines and Power Lines

Persons whose lands may be affected by the route of a pipeline or power line approved by the Board can present their views to the Board at a local public hearing. Their evidence is considered in the determination of the final detailed route of the line.

Pipeline and Power Line Orders

The Board approves minor pipeline facilities or minor additions to, or modifications of, existing pipeline systems without a public hearing. These approvals are restricted to pipelines not more than 40 kilometres long and to installations such as tanks, pumps, compressors, and meter stations. The Board may also authorize, without a public hearing, the construction and operation of international power lines not exceeding 50 kilovolts.

Pipeline Safety

The Board's Oil and Gas Pipeline Regulations provide for the safe design, construction, and operation of pipelines under the Board's jurisdiction. To ensure high standards of pipeline construction and operation, the Board carries out inspection programs and conducts investigations of pipeline system performance.

Pipeline Utility Crossing Orders

To enhance public safety, the Board grants prior approval to utilities crossing a pipeline, thereby ensuring design compatibility and reducing the possibility of damage to the pipeline. It also establishes the conditions under which a pipeline may be constructed across an existing utility, thereby ensuring the integrity of other utility services. Construction of a pipeline crossing navigable water or a railway requires permission of the Minister of Transport or the Canadian Transport Commission.

Environmental Protection

The Board considers the environmental implications of any proposal to build and operate an oil or gas pipeline or international power line. Environmental activities include the assessment of applications and, after certification, an auditing of the company's inspection of construction and operation. This ensures that new projects will have minimal adverse effects on fish, wildlife, land-use, environmental health, and safety.

Socio-Economic Impact

The Board monitors socio-economic action plans of pipeline companies, conducts investigations, and reviews performance when warranted. It

has issued guidelines for assessing the regional socio-economic impact of gas or oil pipeline projects.

Responsibilities Under the Energy Administration Act

For many years, the Board had significant responsibilities in administering Parts I, I.1 and III of the Energy Administration Act.

Parts I and I.1 pertained, respectively, to the collection of charges on oil exports and the collection of the Transportation Fuel Compensation Recovery Charge. Although the export charge program ended, in effect, in 1985, and the TFCR Charge in 1983, some activity remains in the area of auditing and refunds.

Part III pertains to the administration of domestic natural gas pricing, specifically the price of gas from a producer province sold within or without that province for use outside that province. Activity under Part III ceased in November 1986, when the government withdrew from interprovincial natural gas pricing. (For further information, refer to *Legislation and Regulations.*)

Responsibilities Under the Northern Pipeline Act

The Board's statutory responsibilities regarding the Canadian portion of the Alaska Natural Gas Transportation System relate mainly to the regulation of tolls and tariffs, the approval of pipe specifications, the granting of leave to open orders, and the regulation of the operation of the line. However, the Board's activities under the Northern Pipeline Act will be negligible until the main project proceeds.

Public Access and Participation

The Board is a Court of Record. With specific exceptions relating to the confidentiality of competitive pricing information, the Board's deliberations are conducted on the basis of publicly filed, publicly available information. For major applications and inquiries, the Board holds public hearings at which applicants and interested persons have full rights of participation in the official language of their choice. To give parties an opportunity to discuss their concerns or questions, the Board provides advance notice of its hearings and allows time for parties to respond to requests for information.

In addition, the Board issues quarterly regulatory agendas on matters coming before the Board as well as information bulletins and press releases on a variety of matters pertaining to Board activities.

Implementation of Board Decisions

When the Board is prepared to grant a certificate for a pipeline or a power line or to issue a licence for the export of natural gas or electricity, the import of natural gas, or the long-term export of oil, it so reports to the Governor in Council through the Minister of Energy, Mines and Resources. If a certificate is approved by the Governor in Council, the certificate is then issued by the Board. In the case of export or import applications, licences issued by the Board go into effect on approval by the Governor in Council. A decision of the Board to refuse an application is not subject to referral to the Governor in Council. The Board's Reasons for Decision on applications are issued as public documents. The Board's decisions on tolls and tariffs are made without reference to the Governor in Council, as are the majority of the Board's day-to-day decisions.

Reviews and Appeals of Board Decisions

The Board may review, rescind, or change any of its orders or decisions, or re-hear any application before deciding on it. It may also change a previously issued certificate or licence, but no such change is effective until approved by the Governor in Council. Parties may apply to the Board requesting that an order or decision be reviewed, or a licence or certificate amended.

A decision or order of the Board may be appealed to the Federal Court of Appeal, provided the appeal is based on a point of law or jurisdiction.

Awarding of Costs

The Board does not have the power to award costs to participants in its proceedings. This power was recently tested in the courts with reference to costs incurred by certain intervenors involved in the review of an approval of the location of a propane terminal in Flamborough, Ontario. (For more information refer to *Legal Actions.*)

In the case of detailed route hearings, the Board may establish the appropriate level of compensation to be paid to a landowner for costs associated with participation in the hearing.

Organization

Members of the National Energy Board

Mr. R. Priddle assumed the duties of Chairman on 10 January 1986, upon the retirement of Mr. C.G. Edge. The membership of the Board as of 31 December 1986 is:

Mr. R. Priddle	Chairman
Mr. R.F. Brooks	Vice-Chairman
Mrs. L.M. Thur	Associate Vice-Chairman
Mr. A.D. Hunt	Associate Vice-Chairman
Mr. J. Farmer	Member
Mr. J.R. Jenkins	Member
Mr. R.B. Horner, Q.C.	Member
Mr. W.G. Stewart	Member
Mr. A.B. Gilmour	Member

Mr. W.A. Scotland, Associate Vice-Chairman and Member of the Board since 1974, resigned from the Board on 10 June 1986.

Mr. J.R. Hardie, who was appointed to the Board in 1979, retired on 8 March 1986.

Mr. J.L. Trudel, who was also appointed to the Board in 1979, retired on 25 March 1986.

Mr. R.B. Horner, who was first appointed to the Board in 1979, was reappointed effective 7 November 1986.

Mr. A.B. Gilmour, who served as a Temporary Member since 1980, was appointed a Member effective 1 October 1986.

Standing Panels

The Board assigns much of its non-hearing regulatory work to five Standing Panels, each composed of a quorum of three Board Members. In addition, certain Board Members and senior staff participate in committees that deal with issues of a broad regulatory nature or with matters affecting the internal management of the Board.

The Standing Panels refer to the Board as a whole any matters they feel may raise questions of general policy or warrant a public hearing. Except as noted below, Panels do not issue or amend certificates or licences, or decide matters requiring a public hearing.

Members of the Board's Standing Panels as of 31 December 1986, and their responsibilities, are given below. The composition of Standing Panels is changed at appropriate intervals to provide Members with an opportunity to become familiar with all aspects of the Board's work. The first-named member of each panel is the Panel Chairman, the fourth is the Alternate Member. The Board's Chairman is an ex-officio member of all Panels and Committees.

Oil Panel

Issues export orders for crude oil and petroleum products; regulates matters of traffic on oil pipelines; advises the Minister respecting oil-related energy matters in general; and monitors and reports on oil exports as required by the *Western Accord*, (the March 1985 Agreement between Canada, Alberta, British Columbia and Saskatchewan on oil and gas pricing and taxation).

R.F. Brooks
A.D. Hunt
J. Farmer
R.B. Horner

Gas Panel

Exercises the powers of the Board on matters relating to natural gas, propane, butanes, and ethane, and on matters of traffic in gas pipeline services; approves gas export contract amendments including, until November 1986, pricing; and, subject to Governor in Council approval, issues concordant amendments to gas export licences; issues short-term gas orders; and advises the Minister on all matters relating to gas export markets.

A.D. Hunt
R.B. Horner
A.B. Gilmour
R.F. Brooks

Electrical Panel

Exercises the Board's powers on all matters relating to electricity; issues electrical exemption and export orders; and advises the Minister on electricity matters.

L.M. Thur
J.R. Jenkins
W.G. Stewart
A.B. Gilmour

Pipeline Panel

Exercises the powers of the Board in matters relating to the construction, operation, and maintenance of pipelines, including safety and environmental considerations.

J.R. Jenkins
R.B. Horner
A.B. Gilmour
J. Farmer

Financial Regulatory Panel

Exercises the powers of the Board with respect to tariffs and tolls charged by pipeline companies under the Board's jurisdiction.

W.G. Stewart
L.M. Thur
J. Farmer
J.R. Jenkins

Committees

The Board's Committees review matters that relate to the Board's internal procedures and management. Committee members as of 31 December 1986 and their responsibilities are given below. The first-named member of each Committee is the Committee Chairman.

Executive Committee

Deals with broad, long-term issues affecting the Board.

R. Priddle
R.F. Brooks
L.M. Thur
A.D. Hunt
R. St. G. Stephens (Executive Director of the Board)

Internal Audit Committee

Initiates audits and reviews their results to the end that the Board's operations are administered efficiently, economically, and effectively.

R. Priddle
R.F. Brooks
L.M. Thur
R. St. G. Stephens

Regulatory Process Committee

Studies and keeps under review all aspects of the regulatory process and recommends to the Board measures to improve the efficiency and effectiveness of regulation.

R.F. Brooks
L.M. Thur
J.S. Klenavic
S.K. Fraser

Staff

For the fiscal year 1986-87 the Board's budget was $26.5 million with a person-year allocation of 449.

The Board's offices and branches are described below; the inside back cover of this report lists the Board's senior staff.

The Executive Director is the Board's senior staff member, with responsibilities that include the overall management of the Board, the acquisition and allocation of human and financial resources, and the efficiency and effectiveness of Board activities and operations.

The Finance Branch coordinates and administers the financial policies under which the Board operates and provides advice and services relating to financial activities.

The Personnel Branch provides advice and services in the areas of staffing, human resources planning, training, affirmative action, health and safety, security, official languages, classification, staff relations, and pay and benefits.

The Director General, Energy Regulation is responsible for the integration of all staff activities involving the regulation of energy exports. This encompasses planning and coordinating all work affecting the regulation of exports of oil, gas, and electricity under Part VI of the National Energy Board Act, and coordinating the analysis of all matters related to energy demand, supply and surplus under Part II of the Act.

The Economics Branch advises the Board on economic and socio-economic matters and maintains an energy statistics unit. The Branch prepares projections of energy demand in Canada and maintains surveillance of similar studies done for the United States. The Branch's responsibilities include analysis of the impact of proposed energy projects on the economy and socio-economic conditions of Canada and its regions. It also assesses the extent to which Canadians will have an opportunity to participate in projects.

The Energy Supply Branch is responsible for advising the Board on matters relating to oil and gas exploration, drilling, and production and forecasts trends in oil and gas supply from conventional, oil sands, synthetic, and frontier sources. The Branch independently calculates the reserves and deliverability of gas and the reserves and producibility of oil. The calculation of gas and oil reserves by pool is carried out in the Board's Calgary office.

The Electric Power Branch advises the Board on matters relating to electricity export licensing, international power line certification, detailed route approval and export monitoring. The Branch prepares supply and demand forecasts for electricity that are used in dealing with electrical and other applications, reviews the American market for electricity, and provides advice to the Board on matters under federal jurisdiction that relate to the production, transportation, sale, and exchange of electricity.

The Gas Branch advises the Board on matters related to natural gas and gas products, including the regulation of all matters relating to traffic in gas pipeline services and the export of gas and gas products by orders and licences. The Branch also monitored and controlled matters associated with the Board's obligations for the administration of domestic natural gas pricing under the Energy Administration Act, up to November 1986. The Branch maintains a statistics unit, which is responsible for the collection and dissemination of operational data related to the consumption and transportation of gas and gas products. As well, the Branch is responsible for preparing short-term forecasts for domestic and export gas and gas products demand. In addition, it plays a supportive role in all other regulatory activity related to gas and gas products.

The Oil Branch provides advice on oil-related energy matters, including oil markets, transmission, processing, distribution, and the short-term balance of supply and demand for feedstocks and oil products. The Branch advises the Board on oil pipeline traffic matters and reviews the export prices of domestic crude oil and petroleum products and international oil prices.

The Director General, Pipeline Regulation integrates all staff activities relating to the regulation of gas, oil, and petroleum products pipelines. This encompasses the design, construction, operation, safety, and environmental concerns specified under Part III of the National Energy Board Act and matters regarding tolls and tariffs under Part IV of the Act.

The Pipeline Engineering and Operations Branch advises the Board on matters relating to pipeline certificates issued under the National Energy Board Act and for the regulation of the safety of pipeline facilities under the Board's jurisdiction. The Branch is the Board's principal source of advice on engineering matters included in applications by pipeline companies for facilities construction and tolls.

The Environment and Right-of-Way Branch is responsible for providing advice to the Board with respect to assessing the protection of the environment and the acquisition of land for pipelines and international power lines. The Branch assesses submissions from affected landowners regarding the detailed route of those facilities, verifies the accuracy of right-of-way acquisitions, and evaluates the technical requirements related to third-party crossings of pipelines.

The Financial Regulatory Branch has the primary responsibility for advising the Board on all matters concerning rates, tolls and tariffs charged by the oil and gas pipelines. As such, it takes a leading role in dealing with all toll applications that come before the Board by providing financial analysis and co-ordinating staff support. It also monitors and audits the financial performance of pipelines under the Board's jurisdiction and conducts financial analysis on applications to the Board for the construction of pipeline facilities. In addition to being the Board's principal source of financial advice, it also conducts audits of petroleum export charges, gas export licences, and transportation costs under specific sections of the National Energy Board Act and the Energy Administration Act.

The Law Branch provides legal advice to the Board on all matters relating to the Board's powers and responsibilities, acts as Counsel for the Board at public hearings, and represents the Board in proceedings before the Federal and Supreme Courts of Canada.

The Office of the Secretary receives all applications and submissions and coordinates their consideration by the Board. It advises the Board on the scheduling of hearings, and makes all administrative arrangements for public hearings in Ottawa and across Canada.

In addition, it provides media and public relations services, publications services, property and materiel management, records management services, and operates the Board's library. It administers the Access to Information and Privacy Acts and coordinates translation services with the in-house translation unit provided by Secretary of State.

The Information Technology Branch is responsible for computer systems services, word processing support, and data processing support. This includes consultative services on computer operations, data management, program design and development, and advisory services on the latest data processing techniques and applications. Branch responsibilities also include the integration of information and processing systems and services for the Board.

Review of Energy Developments

Overview

International Oil Prices

During the first half of 1986, oil prices suffered a sharp decline of unexpected proportions, with far-reaching effects on income and employment in both oil-producing and oil-consuming regions. This price decline followed Saudi Arabia's decision in late 1985 to abandon its role as swing producer of the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) and to adopt a policy of defending its share of the world oil market. As swing producer, Saudi Arabia voluntarily curbed its production of crude oil in order to bolster the price of oil. However, as Saudi output declined, its share of production in the world oil market also fell, from 20 percent as recently as 1981 to just under seven percent by 1985. In an effort to reverse this trend, Saudi Arabia steadily increased its oil output from a 1985 average level of 3.2 million barrels per day, or just over one-third of its production capacity, to an average of 4.6 million barrels per day in 1986. As other major producers joined in the contest for market share, OPEC's total production increased by roughly 17 percent over its 1985 average level, reaching over 20 million barrels per day in early August. However, over the same period, world demand for oil increased only two to three percent relative to 1985 levels. The continued rise in OPEC oil output in late 1985 and the first eight months of 1986, combined with a relatively weak world oil demand, resulted in a sharp decline in the spot price of internationally traded crude[1] from an average of $U.S. 28 per barrel in 1985 to $U.S. 15 per barrel in 1986.

Faced with increasing financial pressure due to dwindling oil export revenues, the OPEC ministers met in August 1986 in an attempt to reach agreement to limit production and thereby to reverse the collapse of oil prices. OPEC members agreed on a new schedule of temporary production quotas for September and October, which was subsequently extended to the end of December. In response to the OPEC agreement, spot prices for crude oil recovered from lows near $U.S. 11 per barrel in late July to about $U.S. 17 per barrel by the end of 1986.

Canadian Energy Policy

The major development in domestic energy policy in 1986 was the transition over the course of the year to the deregulation of domestic natural gas prices on 1 November 1986 in accordance with the *Agreement on Natural Gas Markets and Prices*, signed on 31 October 1985. As of 1 November 1986, domestic natural gas prices are determined by negotiation between buyers and sellers. End-users such as industrial or large commercial customers and distributors are free to negotiate directly with gas sellers.

Measures affecting domestic pricing of natural gas and natural gas export regulation are discussed in *Other Board Activities* and in *Legislation and Regulations*.

Energy Production, Consumption and Trade

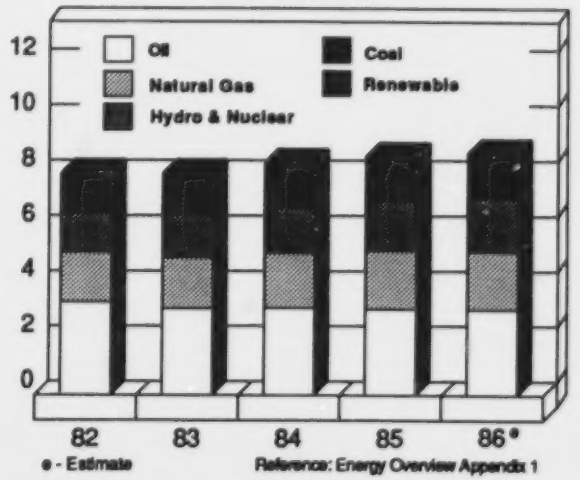
Canadian economic growth in 1986 was modest; investment

1 International oil prices quoted are those for West Texas Intermediate crude oil at Cushing, Oklahoma, in U.S. dollars per barrel.

Figure 1

Canadian Energy Consumption

(Petajoules)



remained weak, particularly in the face of low energy prices. The economy's strong net trade position of 1985 declined during the year.

Canadian primary energy demand in 1986 grew by only 1.1 percent despite the sharp decline in oil prices over the course of the year. Natural gas and oil consumption declined slightly, while total electricity consumption rose by two percent.

The level of crude oil production remained unchanged from 1985. The increase in crude oil exports was balanced in 1986 by an increase in imports. Lower export volumes of natural gas were the major factor in the decreased production of natural gas. Primary electricity generation from hydro and nuclear sources rose by eight percent during the year.

Total exports of oil, gas and electricity were one percent below 1985 volumes. The value of these exports was down sharply by 34 percent, to $9.6 billion, and Canada's energy trade surplus declined from close to $10 billion in 1985 to $5.9 billion.

Strong gains of 12 percent in the volume of petroleum exports were offset by declines of 20 percent in natural gas exports and 15 percent in electricity exports.

Table 1
Canadian Trade Balance in Petroleum, Gas and Electricity
(Petajoules and Billions of Dollars)

	1984		1985		1986[e]	
	PJ	$ Billions	PJ	$ Billions	PJ	$ Billions
Exports						
Petroleum[a]	1 177	6.8	1 560	9.1	1 750	6.0
Natural Gas	809	3.9	990	4.0	790	2.5
Electricity[b]	135	1.4	149	1.4	127	1.1
Total	**2 121**	**12.1**	**2 699**	**14.5**	**2 667**	**9.6**
Imports[c]						
Petroleum[a]	702	4.3	775	4.8	918	3.7
Net Export Total	**1 419**	**7.8**	**1 924**	**9.7**	**1 749**	**5.9**

The numbers in this table have been rounded.

e - Estimate

a - Includes petroleum products. Excludes exchanges between Canada and the United States.

b - Electricity is converted at 3.6 petajoules per terawatt hour on the basis of the energy content of the electricity output. Excludes exchanges between Canada and the United States.

c - Import quantities of natural gas and electricity were negligible.

Crude Oil and Petroleum Products

Domestic Supply and Demand

The volume of crude oil processed by refineries in Canada decreased by two percent during 1986, reflecting a fall in domestic demand for petroleum products and reductions in product inventory. Regionally, demand for the main petroleum products (gasoline, middle distillates and heavy fuel oil) increased marginally in eastern Canada including Ontario, and fell by two percent in western Canada. A small reduction in demand for motor gasoline reflected continuing improvements in the fuel efficiency of motor vehicles, while warmer weather as well as substitution and conservation measures reduced the demand for heating oil. The use of heavy fuel oil increased in the industrial sector, reflecting a price advantage of that fuel over natural gas. Diesel fuel consumption showed no change.

During 1986, receipts of domestic crude oil and equivalent by Canadian refineries decreased by about ten percent because of the elimination of the transportation subsidy to refineries east of Montreal, the closure of the Gulf refinery in Montreal, and a general decrease in crude runs. An additional factor was that Interprovincial Pipe Line Limited's system operated at capacity in most months, necessitating the apportionment of tenders to both export and domestic delivery points. Crude oil imports, which increased by 30 percent, offset the reduction in domestic deliveries, and met an increased export

demand for refined products from the Atlantic region, resulting mainly from processing agreements with American buyers.

Canadian production of conventional light and medium crude oil declined by six percent, to 148 300 cubic metres per day, largely as a result of pipeline capacity constraints to deliver crude oil.

During 1986, the productive capacity of light crude oil that was shut-in due to market or pipeline constraints was 12 200 cubic metres per day, an increase over the 10 300 cubic metres per day in 1985. The shut-in productive capacity of heavy crude oil, including bitumen, was 4 100 cubic metres per day, up from 2 500 cubic metres per day in the previous year.

Improved operating efficiencies in oil sands mining plants raised synthetic crude oil production by about nine percent, to 29 200 cubic metres per day. Expanding output from the Cold Lake area resulted in a 19 percent increase in heavy crude oil production, to 64 500 cubic metres per day. The total crude oil and equivalent production of 249 600 cubic metres per day in 1986 approximated the production rate of 248 000 cubic metres per day experienced in 1985.

Export Volumes

Canadian demand for heavy crude oil remained virtually unchanged from previous years, and increased domestic availability resulted in yet another record level of heavy crude oil exports. Exports of heavy crude averaged 52 300 cubic metres per day, delivered mainly to the American midwest.

Exports of light crude oil to the United States also increased substantially, averaging some 41 300 cubic metres per day. In late 1985, the Alberta Energy Resources Conservation Board introduced the Supplementary Oil Sales program, designed to permit sales of crude oil to non-Canadian refiners after the primary market demand, which includes demand by refiners in both Canada and the United States, had been met. Exports of crude oil under this program averaged 6 100 cubic metres per day and represented about 15 percent of total light crude oil exports.

During the first quarter of 1986, petroleum product exports dropped to an average of 16 000 cubic metres per day, caused primarily by the dramatic drop in world oil prices which affected all oil markets. During the rest of the year, as markets stabilized, product exports increased, averaging 19 500 cubic metres per day for the full year, a decrease of 2 000 cubic metres per day from the previous year. Exports of product were made to several overseas destinations including Japan, Korea, Hawaii, Samoa, New Zealand, Central America, and the Caribbean. The United States continued to be our largest buyer, accounting for some 90 percent of total product exports with sales made to 27 states.

Table 2 shows petroleum product export volumes by region and the average export price for each product for the year 1986.

Figure 2

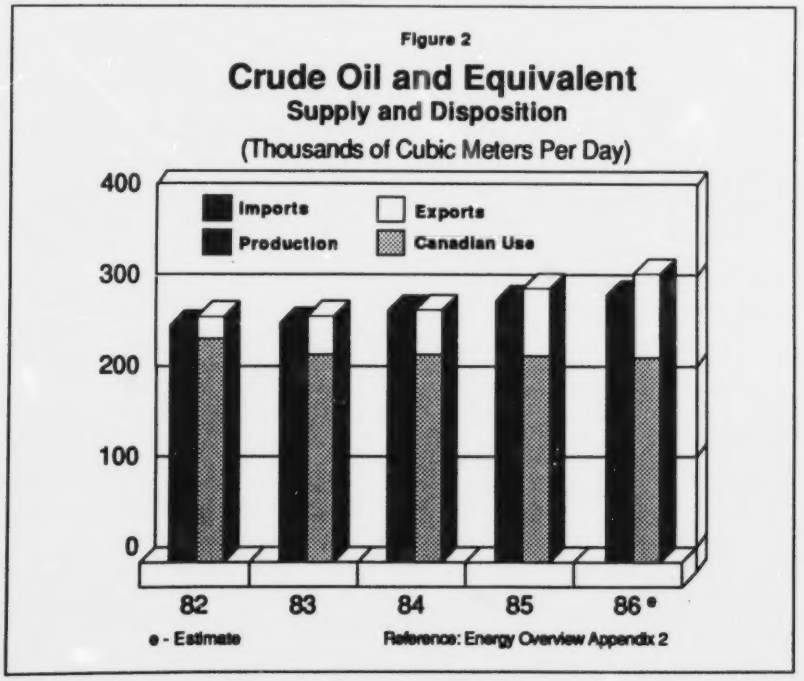


Figure 3

Canadian Crude Oil Disposition and Imports — 1986

(Thousands of Cubic Metres per Day)

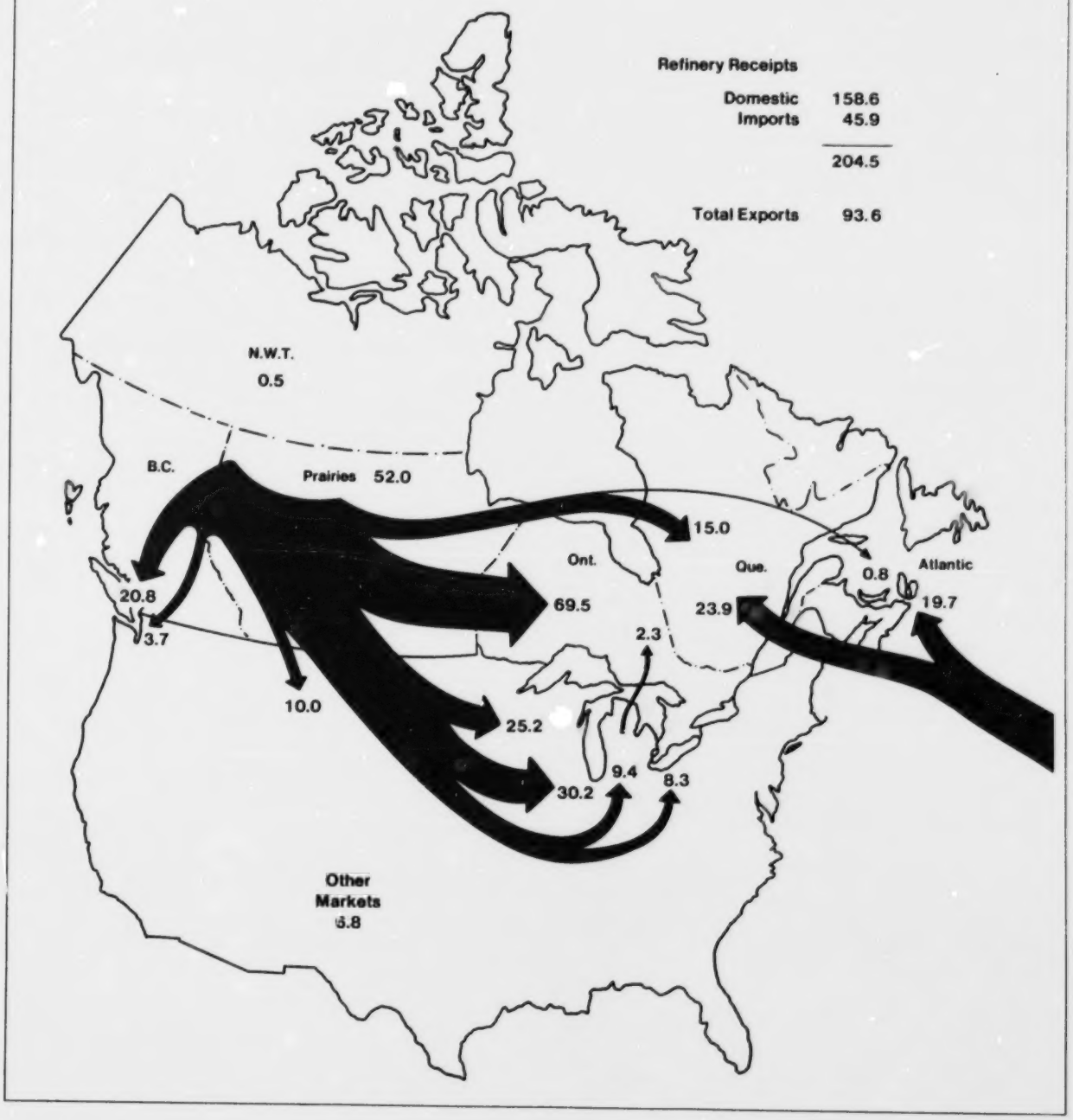


Table 2

1986 Product Exports

(Thousands of Cubic Metres)

	Motor Gasoline	Middle Distillate	Aviation Turbine Fuel	Heavy Fuel Oil	Partially Processed Oil	Total
Atlantic	1 051	1 349	95	174	–	**2 669**
Quebec	33	287	–	288	137	**745**
Ontario	409	711	–	869	9	**1 998**
Prairies	226	306	109	45	–	**686**
B.C.	378	355	286	–	29	**1 048**
Total	**2 097**	**3 008**	**490**	**1 376**	**175**	**7 146**
Average Export Price ($/m^3)	172	170	158	112	124	

The total volume of crude oil and petroleum product exports increased by approximately 17 percent over that of 1985. On balance, considering both exports and imports of crude oil and petroleum products, Canada was a net exporter of some 43 000 cubic metres per day in 1986, which is similar to the previous year. Appendices 4 and 5 provide more detail on exports of crude oil and products.

Export Prices

The large decline in international oil prices in late 1985 and early 1986 was reflected in substantial reductions in Canadian crude oil and petroleum product prices. By April, prices began to stabilize, although at a much lower level. Figures 4 and 5 illustrate the drop in export prices for both crude oils and main petroleum products during 1986.

Figure 4

Crude Oil

Average F.O.B. Export Price

(Canadian Dollars Per Cubic Metre)

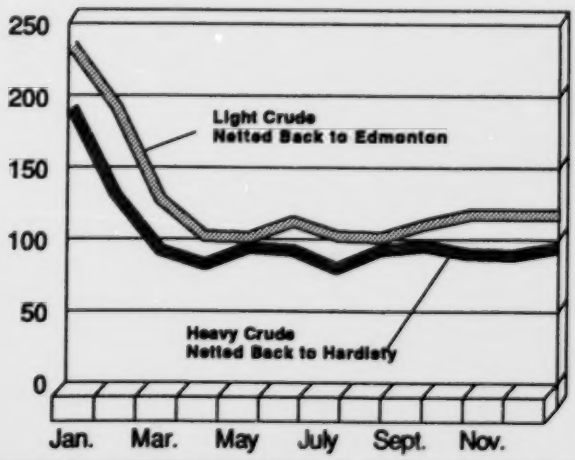
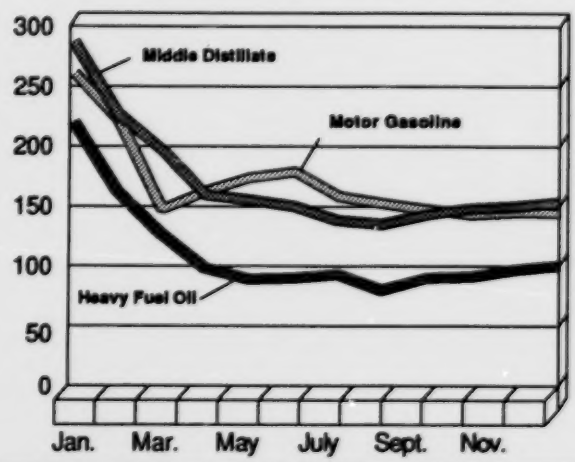


Figure 5

Main Petroleum Products

Average F.O.B. Export Price

(Canadian Dollars Per Cubic Metre)



Pipeline Capacity

Interprovincial Pipe Line Limited transports light and heavy crude oil from the western producing provinces to markets in Canada as far east as Montreal, as well as to export markets in the American midwest. During 1986, the pipeline operated at capacity with apportionment of available capacity among oil shippers being required in many months. Construction is proceeding on a phased program to provide additional capacity. Phase II of the program progressed in 1986 and Phase III commenced, following Board approval. Additional capacity will be made available in stages during 1987.

Natural Gas

Supply and Domestic Demand

In 1986, net sales of natural gas in Canada decreased by 3.6 percent from 1985, to 48.3 billion cubic metres. Half of all gas sales in Canada are made to industrial markets, where sales declined from 26.7 billion cubic metres in 1985 to 25.1 billion cubic metres in 1986.

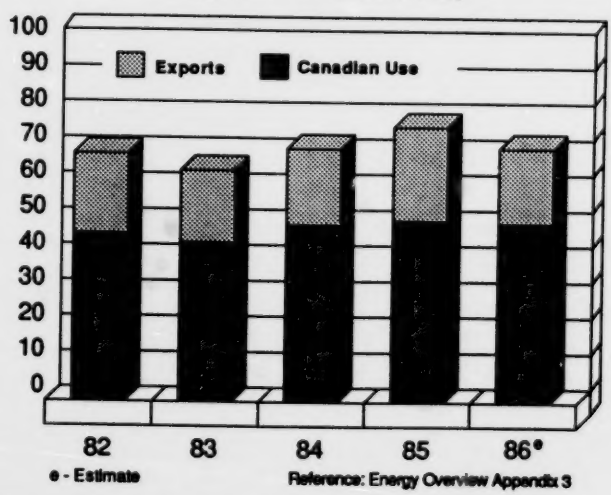
Although city-gate prices east of Alberta were still prescribed under the Energy Administration Act up to 31 October 1986, the 1985 *Agreement on Natural Gas Markets and Prices* permitted direct sales and competitive marketing programs for the sale of gas at prices below the regulated Alberta border price of 279.804 cents per gigajoule. On an annualized basis, it is estimated that 11 billion cubic metres of discount gas was under contract at an average discount of about 83 cents per gigajoule below the regulated Alberta border price. Commencing in September, TransCanada PipeLines Limited negotiated contract amendments with its distributors which provided for a 20-cent per gigajoule discount on all firm sales contracts and additional discounts to meet competitive conditions in specific markets.

Figure 6

Natural Gas

Supply and Disposition

(Billions of Cubic Metres)



Exports

During 1986, gas export volumes decreased by 19.8 percent from 1985, to 21.0 billion cubic metres, and export prices at the border declined by 21 percent, to an average of $3.20 per gigajoule. The collapse of oil prices, coupled with a continuing decline in American domestic prices, was the main cause of the sharp decrease in gas export prices. Total gas export revenues were $2.53 billion.

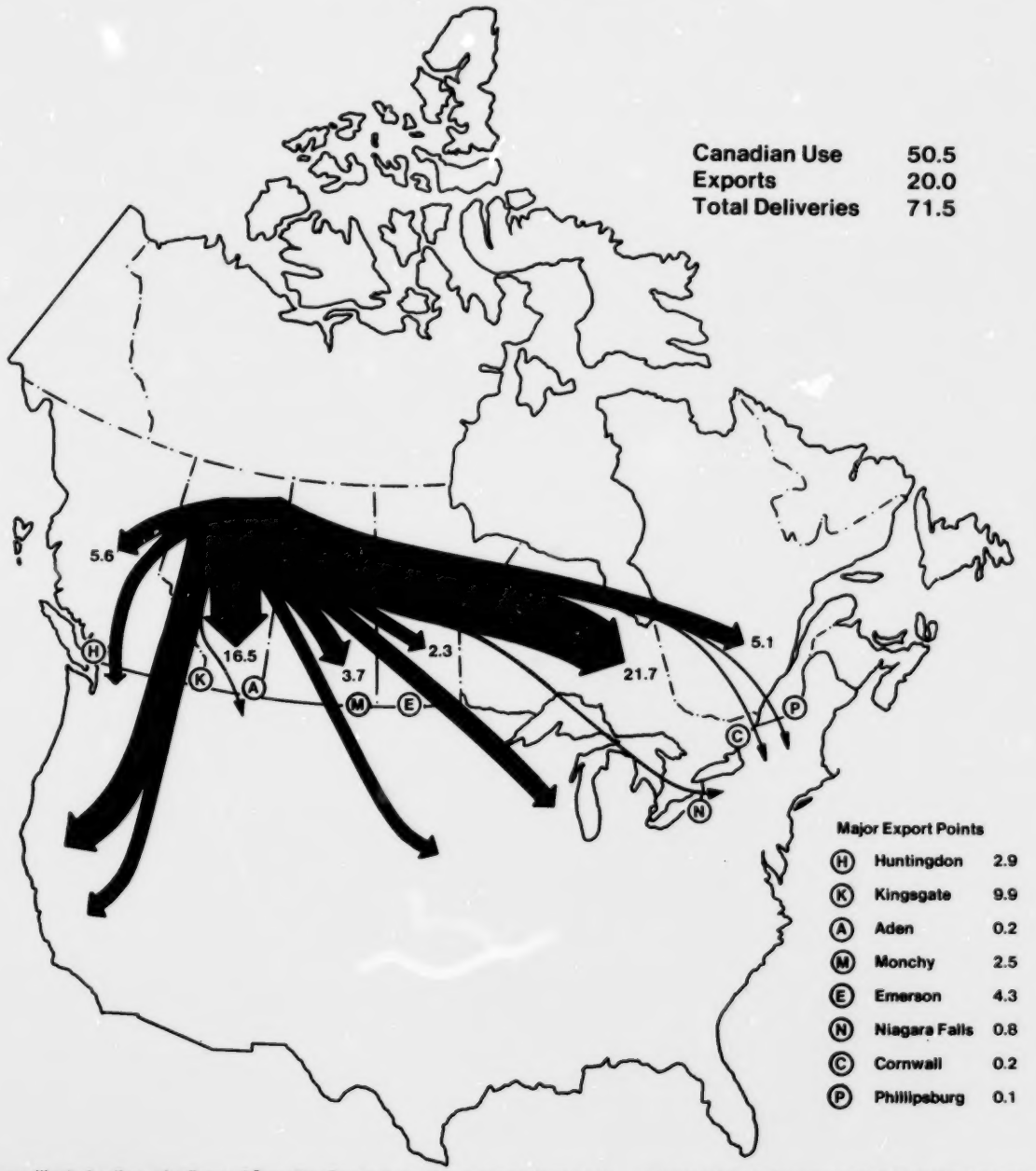
In the past year, there has been a rapid growth in short-term direct sales within the American market. As a result, Canadian exporters are increasingly turning to direct sales export arrangements with shorter contract periods. The creation of this short-term market has led to cost savings for American consumers and has encouraged long-term suppliers to offer contracts that are more market responsive.

In 1986, the Board approved 94 short-term gas export orders, compared with 24 in 1985.

Natural Gas Disposition 1986

Figure 7

(Billions of Cubic Metres)



This figure illustrates the major flows of Canadian Gas from sources of supply to markets. Each arrow is proportionate in width to the volume of gas which flowed in 1986. The numbers in this table have been rounded.

Figure 13 presents a map which indicates the location of natural gas pipelines regulated by the Board.

However, a limited amount of gas authorized under these orders was exported, mainly due to the inability of exporters to gain access to American interstate pipelines. The small increase in exports by short-term order was more than offset by the reduction in exports by licence. In the 1985-86 contract period, only 37 percent of quantities authorized by export licence were actually exported, compared with 55 percent during the previous period.

The restrictions on access to American pipelines are not expected to continue. Under the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) Order 436, designed to increase competition in the American gas industry, the majority of interstate pipelines are expected to become "open-access" transporters of gas, which should result in improved access to markets for Canadian gas.

Effective 1 November 1986, export pricing procedures were changed such that prior approval is no longer required before gas export prices are implemented. This change is discussed in *Other Board Activities*.

At year-end 1986, the outlook for gas exports is uncertain. In the immediate future, Canadian exports will be strongly influenced by changes in the structure of American markets and the nature and pace of change in the American regulatory environment.

Of particular concern at the end of 1986 was FERC Opinion No. 256, which disallowed the recovery of certain pipeline transportation costs as negotiated in gas export contracts. If upheld, this decision could result in a loss of gas export sales.[1]

Natural Gas Liquids

Total net Canadian production of propane and butanes in 1986 was 4.2 and 3.0 million cubic metres respectively, about four percent below 1985 levels. Ethane production was eight million cubic metres. Canadian domestic requirements for propane and butanes dropped substantially in 1986, reflecting a decline in the use of natural gas liquids by the petrochemical industry. Export quantities of propane, butanes and ethane amounted to 1.3, 1.4 and 0.3 million cubic metres respectively.

Electricity

Generating Capacity

In 1986, Canada's total net installed electrical capacity was approximately 93 000 megawatts, an increase of three percent over 1985. This represents an increase of approximately 2 500 megawatts, the majority of which were new nuclear units in Ontario.

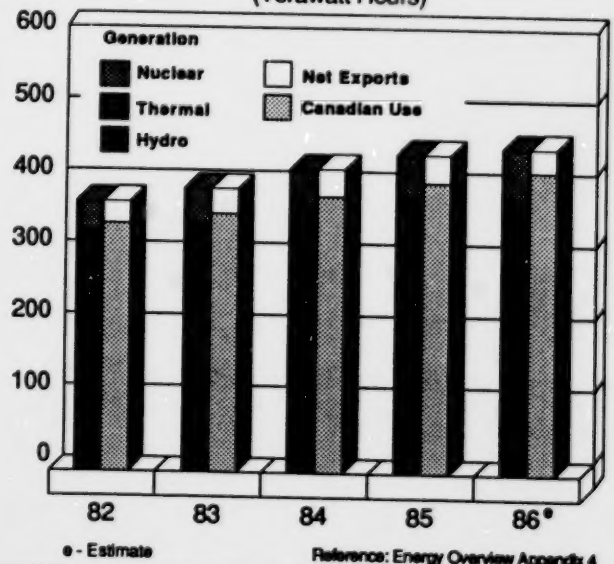
1 In January 1987, the National Energy Board filed with the Federal Energy Regulatory Commission a submission stating the Board's concerns

Figure 8

Electricity

Generation and Disposition

(Terawatt Hours)



Generation and Consumption

Total generation of electricity in 1986 is estimated to have been 455 000 gigawatt hours, up two percent over 1985. Approximately 67 percent of this was supplied from hydroelectric generation, 18 percent from conventional thermal generation, and 15 percent from nuclear generation. Total Canadian consumption in 1986 is estimated to have been 422 000 gigawatt hours, an increase of four percent over 1985.

New Transmission Facilities

Only one new international power line was put into service during the year. This was Hydro-Québec's ± 450-kilovolt high-voltage, direct-current (HVDC) interconnection with the New England states with a transfer capacity of 690 megawatts. This was the first line for which the detailed route approval process, arising from a 1983 amendment to the National Energy Board Act, was followed.

In addition, a new 500-kilovolt interprovincial transmission line between the TransAlta Utilities Corporation and the British Columbia Hydro and Power Authority was put into commercial use in January 1986.

Export Sales

Canadian electricity export sales for 1986 amounted to 35 271 gigawatt hours with an associated revenue of $1.1 billion. This is a decrease of 15 percent in quantity and 24 percent in revenue compared to 1985.

Many Canadian export prices are based on the cost of electricity being displaced in the American market. Traditionally, the energy exported from Canada has been used to displace high cost oil- and gas-fired generation. With falling oil and gas prices, Canadian export volumes and, more particularly, revenues have decreased markedly.

The New Brunswick Electric Power Commission was able to maintain its total export volume but at the expense of lower revenue. N.B. Power exports mainly coal- and oil-fired generation and some hydro energy

Table 3

Canada - United States Electricity Trade
By Importing Region/State And Exporting Province
(Gigawatt hours)

To Region/State	From Province	Sales[1]
Maine	New Brunswick	4 799
Massachusetts	New Brunswick	1 853
Vermont	Quebec	1 472
	Ontario	329
	Total	1 801
New England[2]	Quebec	1386
New York	Quebec	9 781
	Ontario	5 685
	Total	15 466
Michigan	Ontario	744
Minnesota	Ontario	328
	Manitoba	5 410
	Total	5 738
North Dakota	Manitoba	1 271
	Saskatchewan	110
	Total	1 381
Washington	British Columbia	522
Oregon	British Columbia	1 181
California	British Columbia	400
Total		**35 271**

1 - Excluding exchanges

2 - Exports are made to the New England Power Pool - the states receiving the power cannot be accurately determined.

International and Interprovincial Transfers of Electricity

Figure 9

(Gigawatt Hours)

Note:
Data for interprovincial transfers of electricity are from 1 November 1985 to 31 October 1986 and are compiled from "Statistics Canada: Electric Power Statistics Monthly."

Data for United States imports and exports are for 1986 and are compiled by the National Energy Board

purchased from Hydro-Québec to a market where oil-fired generation is predominant. Interruptible sales were up 23 percent in 1986, but the corrresponding revenue declined by 24 percent.

Hydro-Québec, whose exports are from low-cost hydro sources, increased its total export quantity by 32 percent and revenue by 14 percent. Firm sales, in terms of quantity and revenue, increased by 20 percent and 25 percent, respectively, while interruptible sales were up 38 percent in volume and a modest six percent in associated revenue.

Ontario Hydro's exports were particularly affected by lower oil prices. Ontario Hydro's coal-fired generation lost its economic edge over the oil-fired generation available in the United States and both export volume and revenue decreased by 30 percent.

Manitoba Hydro, which sells to a coal-fired market, was not influenced by oil prices. In 1986 Manitoba Hydro experienced very good water conditions and maintained a high level of exports. Export volume increased by 24 percent and the associated revenue increased 16 percent.

In British Columbia, although both the British Columbia Hydro and Power Authority and Cominco Ltd. experienced good water conditions and had surplus energy available for export during most of the year, access to American markets was restricted. The Bonneville Power Administration, which supplies much of the American west coast market including some of California's needs, also had surplus energy available and used its transmission facilities which otherwise could have been used by the British Columbia utilities. The somewhat reduced demand in the California market also contributed to lower export sales. It was more economical for some California utilities to run their own oil-fired plants than to purchase from B.C. Hydro. Exports from British Columbia were reduced by 81 percent and revenues down by 84 percent.

Because of their relation to exports, the Board monitors Canadian electricity generation and interprovincial transfers although it does not regulate these matters. Figure 9 shows exports and imports in 1986 as well as interprovincial transfers for the 12 months ending October 1986. Table 3 shows, by province, the destination of all exports. About 44 percent of all electricity exports were made to the state of New York.

The appendices relating to electricity at the back of this report list the quantities of energy exported under each licence and order. There were no new certificates for international power lines or new licences to export electrical energy issued during 1986.

Table 4

Drilling Activity by Area

(Number of Wells Drilled)

	1985[1]	1986[2]
British Columbia	235	172
Alberta	7 937	4 784
Saskatchewan	3 815	1 182
Manitoba	269	136
Ontario and Other Eastern Producing Provinces	204	104
Territories and Arctic Islands (Includes Beaufort Sea and Mackenzie Delta)	75	57
East Coast Offshore	27	17
Hudson Bay	2	—
Total For Canada	**12 564**	**6 452**

1. Canadian Petroleum Association data.
2. Oilweek data.

Oil And Gas Exploration and Reserves

Exploration And Drilling Activity

The collapse of world oil prices in early 1986 resulted in a major decline in exploration and drilling activity. During 1986, approximately 6 450 wells, including 30 offshore wells, were drilled throughout Canada - 50 percent of the 1985 record of 12 564 wells. As in the previous five years, drilling activity was directed mainly toward finding oil rather than gas. A regional breakdown of drilling activity is shown in Table 4.

The largest decrease in the number of wells drilled resulted from the slowed development of heavy oil and bitumen in Alberta and Saskatchewan.

In order to assist the depressed oil producing industry, the federal government removed the Petroleum and Gas Revenue Tax, the Alberta government introduced several assistance programs, and both Saskatchewan and Alberta reduced royalty rates and granted royalty holidays.

The number of geophysical crews operating during 1986 was about 42 percent lower than in 1985. Only 36 percent of the drilling rigs available in Canada during 1986 were active, compared to 60 percent in the previous year.

British Columbia

Drilling activity in British Columbia declined 30 percent during 1986 compared with 1985. Most of the drilling was in the northeast part of the province and was directed toward the search for oil.

Alberta

The total number of wells drilled in Alberta during 1986 was 40 percent lower than in 1985. As in previous years, most of the activity was concentrated in, and adjacent to, areas of known oil reserves. The eastern flank of the Peace River Arch in northwestern Alberta continued to be active, where the primary target was oil in reefs of Devonian age. In central Alberta, drilling adjacent to known large Devonian reefs resulted in several oil and gas discoveries in smaller Devonian reefs.

In the east-central part of the province, where the main objective is development of bitumen and heavy oil in the sands of Cretaceous age, many projects were reduced in size, postponed or cancelled.

Saskatchewan

Drilling in Saskatchewan was particularly hard hit: only one-third the number of wells were drilled in 1986 as in the record year of 1985, when 3 815 wells were drilled. Shallow gas development in southwestern Saskatchewan continued at a brisk rate during the first half of 1986 but then declined in the second half.

The discovery of light oil in a Winnipegosis pinnacle reef in the Tableland area has renewed industry's interest in the deeper zones within the southeastern part

Table 5

Estimated Established Reserves of Conventional Crude Oil at 31 December 1985

(Millions of Cubic Metres)

	Initial	Remaining
British Columbia	82.3	19.7
Alberta	2032.0	558.2
Saskatchewan	437.0	113.7
Manitoba	34.5	10.5
Northwest Territories	39.9	34.2
Ontario	10.5	1.1
Total for Canada	**2636.1**	**737.4**

The numbers in this table have been rounded.

Table 6

Estimated Established Reserves of Marketable Natural Gas at 31 December 1985

(Exajoules)

	Initial[p]	Remaining[p]
British Columbia	15.8	8.9
Alberta	113.8	65.6
Saskatchewan	3.3	2.1
Southern Yukon and Northwest Territories	0.6	0.4
Ontario and Other Eastern Producing Areas	1.3	0.5
Total	**134.9**	**77.4**
Mackenzie Delta	5.6	5.6
Arctic Islands	12.0	12.0
Total for Canada	**152.5**	**95.0**

The numbers in this table have been rounded.

p - preliminary

of the province. As in previous years, drilling was concentrated in the west-central part of the province for heavy oil in the Lower Cretaceous sands.

Manitoba

Drilling in Manitoba continued to be directed towards the development of oil reserves in the southwestern part of the province. The number of well completions in 1986 was about one-half that of 1985.

Frontier Areas

In 1986, 74 wells were completed in Canada's frontier areas, a reduction from the 1985 level of 104 wells. Thirty wells were completed in the offshore areas of the Mackenzie Delta-Beaufort Sea, Arctic Islands and East Coast. The remaining wells were located on the Northwest Territories mainland.

Figure 10

Crude Oil

Reserves Additions vs. Production

(Millions of Cubic Metres)

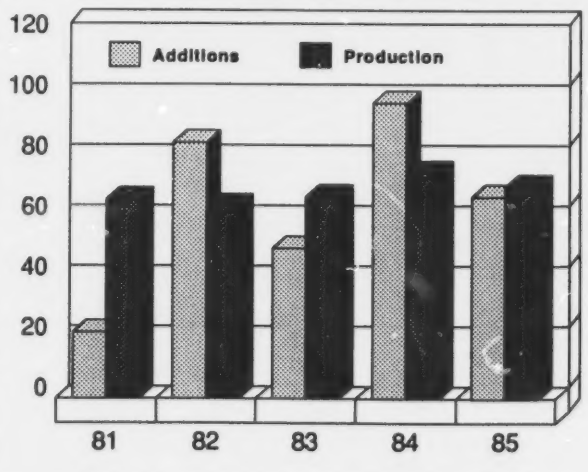
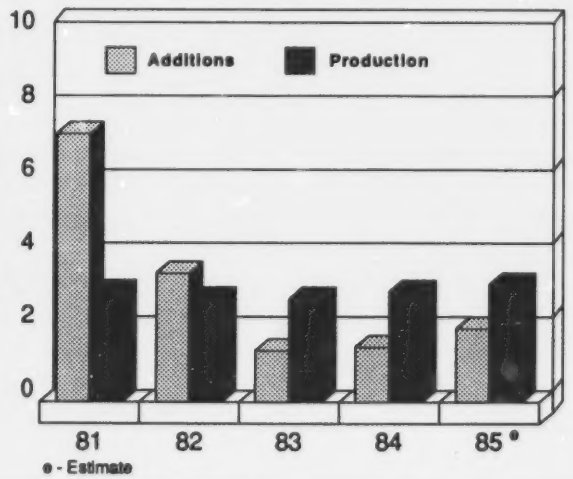


Figure 11

Natural Gas

Reserves Additions vs. Production

(Exajoules)



Oil and Gas Reserves

The Board's estimate of remaining established reserves of conventional crude oil as of 31 December 1985 is 737.4 million cubic metres, 3.3 million cubic metres less than the December 1984 estimate.

Initial (before production) established reserves of conventional crude oil increased 67.2 million cubic metres through discoveries, extensions to reserves, and revisions to reserves estimates. Increases were recorded in British Columbia, Alberta, Saskatchewan and Manitoba.

The Board's preliminary estimate of remaining established reserves of marketable natural gas in the conventional producing areas as of 31 December 1985 is 77.4 exajoules, 1.2 exajoules lower than the December 1984 estimate.

Initial established reserves of natural gas increased 2.3 exajoules, reflecting increases in Alberta and Saskatchewan and a small decrease in British Columbia.

Review of Board Activities

Public Hearings and Inquiries

During 1986, the Board conducted all or part of 11 hearings and inquiries in locations from Vancouver, British Columbia to Fredericton, New Brunswick, for a total of 178 hearing days.

This section summarizes the major decisions issued following public hearings and provides information on other applications before the Board during 1986.

Electrical Matters

Regulation of Electricity Exports

In November 1986, the Board commenced an inquiry into the federal regulation of electricity exports.

The inquiry resulted in part from a request by the Minister of Energy, Mines and Resources that the Board report to him on the changes that might be made to reduce and simplify the regulation of electricity exports.

As part of the inquiry, a public hearing was held in November and December 1986 in Ottawa, Fredericton and Vancouver. Fifty-two parties took part in the hearing.

During the hearing, the Board heard evidence on a number of issues:

- the existence of any overlap of federal and provincial regulation and ways to reduce it;
- the method used to determine whether electricity to be exported is surplus to Canadian requirements;
- the appropriateness of the Board's current price guidelines;
- the terms of licences, now limited to twenty-five years;
- the reduction, where possible, of the information that must be supplied by applicants for licences and certificates;
- whether exports of electricity generated from imported energy sources should be exempt from regulation by the Board;
- the treatment of surplus, export price and other public interest considerations related to long-term export proposals which may involve prebuilt or dedicated facilities; and

Highlights of the Ten Major Pipeline Companies Under National Energy Board Jurisdiction

	1986 Net Plant[1] ($000,000)	1986 Revenue Requirement ($000,000)	Length (Including Loops) (km)	1986 Actual Throughput
Gas				($10^6 m^3$)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	13	14	176	9 560
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	771	200	1 492	4 990
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.	411	82	335	2 550
TransCanada PipeLines Limited	2 635	1 224	10 631	33 750
Westcoast Transmission Company Limited	796	261	4 435	7 600
Oil				($10^3 m^3$)
Cochin Pipe Lines Ltd.	64	20	1 125	2 350
Interprovincial Pipe Line Limited	394	184	6 055	74 570
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	342	81	868	1 510
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	50	39	1 412	9 505
Trans-Northern Pipelines Inc.	46	26	847	8 290

1 Net Plant or equivalent including working capital.

Source: Preliminary Estimates obtained from the pipeline companies.

- the criteria applicable to certification of international power lines.

The Board expects to submit its report to the Minister by mid-year, 1987.

Hydro-Québec Export to New England Utilities

In December 1985, the Board received an application from Hydro-Québec for a licence to export 70 terawatt hours (70 billion kilowatt hours) of electrical energy over a 10-year period commencing in 1990 to New England Utilities. To transmit this energy, Hydro-Québec proposes to use its existing ±450-kilovolt, direct-current international power line which terminates at the Des Cantons Substation near Sherbrooke, Quebec.

At the end of the year, the application was still incomplete, but the Board expects this to be remedied and a hearing held in the spring of 1987.

Tolls and Tariffs

Westcoast Transmission Company Limited - Tolls

In December 1985, Westcoast filed an application for new tolls, to become effective 1 January 1986. This application resulted from the Board's decision in 1985 to change the method of determining Westcoast's tolls from the variable cost-of-service method to a fixed toll method.

By an order issued in December 1985, the Board authorized the new tolls, with some adjustments, on an interim basis.

The public hearing into the application started in March 1986 and lasted 44 days. A significant

The Year at a Glance

Natural Gas

- Issued 100 orders for short-term exports and imports and 40 for transportation of natural gas in interprovincial trade.
- Streamlined procedures to implement governments' *Agreement on Natural Gas Markets and Prices*.
- Adopted new gas export surplus determination procedures; decided, in the light of a rapidly-evolving gas market, to undertake a comprehensive review of these procedures.
- Licensed exports of 7.1 billion cubic metres of Alberta gas to New England by Shell Canada for a term of 11 years.
- Extended gas export licences of Alberta and Southern, and ProGas, for 27.5 billion cubic metres of gas which these companies would not otherwise have been able to export.

Oil

- Issued some 95 short-term oil export orders.
- Approved exports of petroleum products by Newfoundland Processing from Come-by-Chance refinery, pursuant to an imported oil processing arrangement, commencing June 1987.

Electricity

- Commenced comprehensive review of the federal regulation of electricity exports, including overlap between federal and provincial regulation.

Pipelines

- Affirmed earlier decision to permit Interprovincial Pipe Line to locate propane terminal facilities at Flamborough, Ontario.
- Approved new 540-kilometre oil pipeline from Regina, Saskatchewan to Gretna, Manitoba for Interprovincial Pipe Line; construction was almost complete at the end of 1986.
- Heard Cyanamid's application to construct a short connection between its plant and TransCanada's pipeline, "by-passing" the local distribution company's facilities; determined in January 1987 that such a pipeline is under NEB jurisdiction and approved Cyanamid's application.
- Decided that NEB has jurisdiction over a portion of the propane terminal and storage facilities operated by Dome Petroleum in Windsor, Ontario.
- Released its report, containing comprehensive recommendations to increase safety and to protect employees and the public, following an inquiry into a fatal accident in Alberta on Interprovincial's facilities.

Toll Regulation

- Reviewed availability of transportation services on TransCanada's system, subsequently enhanced access to the pipeline for gas purchased directly from producers by end users; determined that the duplication of demand charges paid by direct purchasers is inappropriate; and recommended that Alberta producers making direct sales of non-system gas bear a portion of the TOPGAS carrying charges that are paid by system producers.
- Authorized new tolls for Trans Québec and Maritimes Pipeline for 1986, reflecting a return on equity of 13.5 percent.
- Authorized new tolls for Trans Mountain Pipe Line, including a return on equity of 14.25 percent for 1986, and 14 percent for 1987.
- Authorized new tolls for Westcoast Transmission for 1986, with a rate of return on equity of 13.75 percent.

Legal

- Federal Court of Appeal dismissed application by Chippewas of Sarnia Band of Board decision authorizing pipeline construction.
- TransCanada's appeal of the Board's decision providing for new methods of toll calculation was also dismissed by the Federal Court of Appeal.
- Same Court decided that the Board does not have general jurisdiction to award costs, except as provided for in the Act in relation to detailed route hearings.

Studies

- Published a major study on the supply and demand of Canadian energy to 2005.

amount of hearing time was spent on toll design and tariff matters.

In its decision dated August 1986, the Board authorized a cost of service of $253 million, which is $36 million less than applied for by Westcoast. (The approved cost of service was subsequently adjusted to $259 million.) The Board also authorized a rate of return on common equity of 13.75 percent; Westcoast had requested 14 percent.

In October, Westcoast filed an application for a review of six aspects of the Board's decision. Following receipt of comments from interested parties, the Board denied the application for review on four of the aspects, and referred the other two to the next Westcoast toll hearing. (For further information, refer to *Legal Actions*.)

In November, Amoco Canada Petroleum Company Ltd. also applied for a review of a part of the decision, which it contended would result in an overpayment by Amoco of some $1.9 million. As of year-end, the matter was still under consideration.

In December 1986, Westcoast filed its application for tolls for 1987. In that application, the company asked that the tolls applied for be made effective, on an interim basis, 1 January 1987. The Board granted that request.

TransCanada PipeLines Limited - Availability of Services

The 31 October 1985 *Agreement on Natural Gas Markets and Prices* between the federal government and the producing provinces provided for direct sales of natural gas at prices and terms freely negotiated between producers and distributors or large industrial users.

Paragraph 7 of the Agreement states:

> " To enable the market responsive pricing system to operate within the intent of this Agreement, the governments request the National Energy Board to review the following concerns:
>
> i) whether inappropriate duplication of demand charges will result from possible displacement of one volume of gas by another; and
>
> ii) whether the policy regarding the availability of T Service, as outlined in the Board's latest TransCanada PipeLines toll decision is still appropriate, taking into account, among other things, interested parties' views on the fair and equitable sharing of take-or-pay charges."

In response to that request, the Board held a public hearing at which it also reviewed related aspects of the Board's Reasons for Decision on TransCanada's tolls dated September 1985. The hearing, which began in January and ended in April, lasted 44 days.

In its decision of May 1986, the Board determined that duplication of demand charges did result when one volume of gas was displaced by another and that such duplication was inappropriate. Duplication of demand charges occurs when a customer who previously purchased gas through a distributor arranges an alternative supply through a direct purchase. The customer then pays demand charges to TransCanada for the transportation of its alternative supply, and is required by provincial regulatory authorities to pay the distributor the demand charges associated with the volumes displaced.

The Board decided to implement, effective 1 November 1986, a new system of toll design and cost allocation based on the establishment of "operational demand volumes" (ODV) for the purpose of determining demand tolls. The ODV level for each distributor is calculated as the contract demand (CD) specified in its CD contract with TransCanada, less the volume of all direct displacement sales occurring in its franchise area. In July 1986, TransCanada appealed this part of the Board's decision. The appeal was denied in November. (For further information, refer to *Legal Actions*.)

In addition, the Board decided that the so-called displacement proviso in the company's transportation toll schedules should be removed. The displacement proviso prevented transportation services from being made available to direct purchasers of natural gas when the volumes shipped by those direct purchasers would displace volumes previously supplied by TransCanada.

Furthermore, the Board recommended to the parties of the Agreement that Alberta producers using the TransCanada pipeline system to ship non-system gas be required, for a period of three years beginning 1 November 1986, to bear a portion of the TOPGAS

carrying charges that are paid by TransCanada system producers. TOPGAS is a consortium of financial institutions which advanced funds to TransCanada's producers for take-or-pay gas volumes not taken . This recommendation was subsequently implemented by the Alberta government.

TransCanada PipeLines Limited - Tolls

In February 1986, TransCanada filed an application for tolls to become effective 1 November 1986, with the then existing tolls to be made interim effective 1 August 1986.

The Board, having considered the views of TransCanada and interested parties, approved the interim tolls effective 1 August 1986. The Board also decided that it would be appropriate that the test year to be employed in setting tolls conform to the Company's fiscal year, which in TransCanada's case is the calendar year. Accordingly, the Board instructed TransCanada to file a revised application addressing tolls for the period 1 August to 31 December 1986 and 1 January 1987 to 31 December 1987.

The public hearing into the new tolls began on 30 September 1986 and continued into 1987. The hearing is also dealing with several other significant matters including the allocation for toll purposes of the approved cost of service of Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc., the implementation of ODV methodology and related matters flowing from the decision on the availability of services on the TransCanada pipeline, and various applications for final orders under subsection 59(2) of the NEB Act, requiring TransCanada to provide transportation services for certain direct purchases.

During the course of the hearing the Board issued two orders with respect to the implementation of ODV methodology. Order TG-5-86 authorized, in December 1986, the refund to distributors, for subsequent pass-through to shippers, of revenues which had been received by TransCanada from shippers, and which had been deferred up to 31 October 1986, in respect of volumes being shipped under orders issued pursuant to subsection 59(2) of the National Energy Board Act. Order TG-5-86 also provided for a further refund in January 1987 of revenues deferred between 1 November and 31 December 1986.

Order TGI-57-86 establishes, on an interim basis, the ODV's to be used for toll and tariff purposes beginning 1 January 1987. The establishment of these ODV's, together with procedures for approving ODV's in conjunction with future applications under subsection 59(2) , eliminated the need to defer the double demand charge revenues received from shippers for refund at a later date.

In November 1986 the Board advised parties that, as part of the hearing, it intended to dispose of all applications for final orders under subsection 59(2). In December the Board issued amending order AO-1-RH-3-86 which set forth the procedures to be followed in order to deal with these applications by written submissions.

The Board's decision on all matters is expected before mid-year 1987.

Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. - Tolls

In an application dated 28 February 1986, TQM requested new tolls to become effective 1 January 1986. These were to replace interim tolls which had been authorized in December 1985.

In its toll application, TQM requested that the Board limit any public hearing to elements the Board considered not to be just and reasonable. In response, the Board decided that the rate of return issues would be dealt with at a public hearing, which would also include oral argument on all issues, and that the other issues would be dealt with via written submissions. The hearing on rate of return issues lasted four days.

In its decision, which was released in August 1986, the Board authorized a monthly toll of $6.8 million and a rate of return on equity of 13.5 percent; TQM had requested a return on equity of 15.25 percent.

Trans Mountain Pipe Line Company - Tolls

In February 1986, Trans Mountain applied for new tolls for the transportation of crude oil and petroleum products, and requested that a public hearing be dispensed with in considering its application. In response to this request, the Board decided to deal with the application by written submissions.

The new tolls approved by the Board took effect 1 November 1986; they were approximately 4.5 percent lower than the tolls that had been in effect in 1985.

The new tolls authorized in the Board's decision of September 1986 were based on a throughput forecast for 1986 revised to reflect higher anticipated exports and a cost of service of $40.1 million, which was $1.7 million less than that requested by Trans Mountain.

The Board also approved an average rate of return on equity of 14.25 percent for 1986 and 14 percent thereafter. The Company had asked for 15.5 percent.

In October, Trans Mountain applied to the Board for a review of that part of its decision which pertained to the approved throughput forecast and the estimated fuel and power expenses. The application was denied.

Also in October, the Alberta Petroleum Marketing Commission asked the Board to review that part of the decision which set out the method to be used by Trans Mountain to allocate certain refunds to shippers. The Board granted the review and amended the method of refund to reflect a proposal by Trans Mountain.

Interprovincial Pipe Line Limited - Tolls

In December 1986, the Board opened a public hearing on an application by Interprovincial for new tolls to be charged for the transportation of crude oil and other liquid hydrocarbons effective 1 January 1987. In December 1986, the Board authorized interim tolls to be charged by Interprovincial effective 1 January 1987.

During the hearing, the Board also examined the suitability of Interprovincial's proposed toll design methodology for propane service from Sarnia to Millgrove, Ontario and the appropriate toll design methodology related to the potential conversion of the Sarnia-to-Montreal portion of the Interprovincial line for the transportation of natural gas liquids.

The hearing continued into 1987; a decision is expected by mid-year.

Pipeline Facilities

Cochin Pipe Lines Ltd./Dome Petroleum Limited

During October and November 1985, the Board held a public hearing to address the matter of the availability of propane terminal and storage facilities in Windsor, Ontario. Certain shippers on the pipeline operated by Cochin Pipe Lines Ltd. had concerns about their inability to gain access to the storage facilities operated by Dome Petroleum Limited. The hearing was held to provide further information to the Board so that it would be in a better position to assess its position concerning jurisdiction over the facilities, and to examine the present and future need for storage facilities in Windsor.

In February 1986, the Board released its Reasons for Decision on the hearing, in which it decided that it had jurisdiction over a portion of the facilities at Windsor. As for the present and future need for additional storage facilities at Windsor, the Board found that the evidence as to need was not conclusive, and therefore, decided not to initiate further action. (For further information, refer to *Legal Actions*.)

Interprovincial Pipe Line Limited - Flamborough

In May 1983, the Board approved an application by Interprovincial Pipe Line Limited which permitted Interprovincial, among other things, to locate propane terminal facilities in the Flamborough area, near Burlington, Ontario.

Later in 1983, the Board held a public hearing in response to concerns raised by authorities and landowners in the Flamborough area over the location of the facilities. Hearings continued in 1984, with delays in the proceeding arising from legal matters before the Federal Court of Appeal and the Supreme Court regarding the Board's jurisdiction in the matter and the alleged bias of the Board's hearing panel.

After judicial proceedings were dismissed, the Board continued hearings in Burlington, Oakville, and Ottawa, Ontario in the spring and summer of 1985.

In January 1986, the Board released its Reasons for Decision on the hearing. In its report, the Board affirmed its earlier decision

on the location of the propane facilities in the Flamborough area.

On 7 February 1986, the Board received notice of an application for leave to appeal (Refer to *Legal Actions.*)

In a related matter, in October 1985, the Board referred to the Federal Court of Appeal the question of the Board's jurisdiction to award costs, payable by Interprovincial, to several parties to the hearing.

In June 1986, the Federal Court of Appeal rendered its decision on the awarding of costs (For further information, refer to *Legal Actions*).

Interprovincial Pipe Line Limited - Expansion

In November 1985, Interprovincial filed an application to upgrade lines 1 and 3 of its pipeline system between Regina, Saskatchewan and Gretna, Manitoba to meet projected throughput demand in 1988 and beyond.

The expansion program on line 1, which transports refined and high vapour pressure products, included the installation of a new 540-kilometre line from Regina, Saskatchewan to Gretna, Manitoba and additions and modifications to existing pumping stations. On line 3, which transports light, medium, and heavy crude oil, extensions would be added to five of the existing loops, totalling eight kilometres.

A hearing on the application was held in February 1986. The Board's Reasons for Decision approving the application were released in May 1986.

Cyanamid Canada Pipeline Inc. - Facilities

In August and September 1986, the Board held a public hearing on two facilities applications by Cyanamid Canada Pipeline Inc., a wholly owned subsidiary of Cyanamid Canada Inc. Cyanamid Pipeline applied pursuant to section 49 of the Act for authorization to construct a six-kilometre pipeline from the TransCanada pipeline at Black Horse Station to the Cyanamid plant near Welland, Ontario. This facility would effectively bypass the facilities which are owned and operated by The Consumers' Gas Company Ltd. currently servicing the Cyanamid plant. Cyanamid Pipeline also applied pursuant to subsection 59(3) of the Act for an order of the Board directing TransCanada to connect its pipeline to the proposed Cyanamid pipeline.

The two principle issues addressed during the hearing were the question of whether the Cyanamid pipeline was within the Board's jurisdiction and, if so, whether the bypass proposal had merit from a public interest perspective.

The Board's Reasons for Decision had not been released by the end of the calendar year.[1]

Natural Gas Exports

Surplus Determination Procedures

In late 1985 in Calgary and in Ottawa, the Board held Phase 1 of the 1985 Gas Export Omnibus Hearing. Phase I was concerned with the procedures the Board uses to determine the surplus of natural gas in Canada available for export.

In May 1986, the Board released its Reasons for Decision on the hearing; in that report it decided to adopt a new surplus determination procedure, the Reserves to Production Ratio procedure.

The calculation of the maximum potential surplus in the procedure is based on maintaining a ratio of 15 between reserves and total annual production. The procedure incorporates estimates of annual additions to reserves and forecasts of both Canadian demand and exports under existing authorizations. It also involves an assessment of future annual productive capacity.

The Board did not proceed with subsequent phases of the Omnibus Hearing; however, as detailed elsewhere in this Annual Report, natural gas export applications have been examined by the Board on a case-by-case basis.

Subsequently, by letter dated 29 October 1986, the Minister of Energy, Mines and Resources asked the Board, pursuant to section 22, Part II of the National Energy Board Act, to advise him of the implications for its surplus determination procedures of

1. The Board's Reasons for Decision dated December 1986 were issued in January 1987. In its decision the Board found that it had jurisdiction over the proposed pipeline and, although it was reluctant to authorize the duplication of existing facilities, it found the bypass to be in the public interest. In February 1987, Union Gas Limited and The Consumers' Gas Company Ltd. appealed the Board's decision to the Federal Court of Appeal.

changing conditions in Canadian natural gas markets and the action the Board was prepared to initiate in respect of those procedures to take account of a rapidly evolving market environment.

By letter dated 4 November 1986, the Board informed the Minister of its decision to undertake a comprehensive review of its established natural gas surplus determination procedures.

By letter of 18 December 1986, the Board announced the issues that it would like addressed and the dates for written submissions. The Board plans to hold an oral session as part of its review in the spring of 1987.

Petro-Canada Inc.

In an application dated 21 April 1986, Petro-Canada Inc. requested a licence to export natural gas to California. A hearing on the application was scheduled to begin in Calgary on 17 June 1986.

By letter dated 10 June, Petro-Canada notified the Board that it was still finalizing commercial arrangements and, as a consequence, its original application might be substantially altered. The hearing was cancelled on 12 June 1986.

Alberta and Southern Gas Co. Ltd. - Consolidation and Extension of Gas Export Licences

Alberta and Southern Gas Co. Ltd. requested a new licence to consolidate seven of its existing licences and to extend to 31 October 1994 natural gas exports authorized under the new consolidated licence to recover "trapped gas" (quantities authorized for delivery during an early period but not exported).

A public hearing on the application was held in September 1986. The Board released its Reasons for Decision in November 1986 by which it approved the application.

ProGas Limited - Consolidation and Extension of Gas Export Licences

In an application dated March 1986, ProGas Limited requested that two of its existing licences be consolidated and that the term of the exports under the new licence be extended from 1989 to 1994 to recover trapped gas. The extension would not change the total term quantity authorized under the existing licences, which is 18.9 billion cubic metres.

In June 1986, the Board approved the consolidation of the two licences. A public hearing was held in September 1986 on the extension of the new licence.

In October 1986, the Board issued its Reasons for Decision in which it approved the extension of the new consolidated licence.

Shell Canada Limited - Gas Export Licence

In June 1986, Shell Canada Limited requested a licence to export natural gas at Niagara Falls, Ontario and Highwater, Quebec for a term of 11 years and five months and for a maximum term quantity of 7.1 billion cubic metres.

The Board held a hearing on the application in October 1986 and released its Reasons for Decision in November 1986 by which it decided to issue the requested licence to Shell.

The associated application to convert the Portland-Montreal pipeline to transport natural gas was the subject of a separate application by Shell and was approved by the Board in December 1986.

ProGas Limited - Export Licence

In November 1986, the Board set down for public hearing in January 1987 an application by ProGas Limited for a new licence to export natural gas to Ocean State Power over about a 20-year period at Niagara Falls, Ontario. The gas would be used to fuel a new combined cycle electrical generating plant that Ocean State is proposing to build at Burrillville, Rhode Island. The quantity to be exported would be up to 517 million cubic metres per year commencing May 1989. A decision on the ProGas application is expected early in 1987.

Venture Gas Project - Gas Export

In July 1985, the sponsors of the Venture Gas Project, Mobil Oil Canada Ltd., Petro-Canada Inc., Texaco Canada Resources Ltd., and Nova Scotia Resources (Ventures) Limited, submitted applications for licences to export natural gas from the Sable Island area to the northeastern United States.

After considering the views of interested parties, the Board decided in August to conduct the hearing of these applications separately from the 1985 Gas Export Omnibus Hearing described earlier.

The Venture Gas Project applications, as filed, are not complete. The Board is awaiting further information from the applicants before proceeding to hear the applications.

Alberta Northeast Gas Export Project

In November 1986, Alberta Northeast Gas, Ltd., in joint applications with each of TransCanada PipeLines Limited, ProGas Limited, ATCOR Ltd., and AEC Oil and Gas Co., asked the Board to consolidate and extend three existing natural gas export licences and to issue new licences for exports to the northeastern United States.

In their applications, the companies are seeking the Board's approval to export some 61 billion cubic metres of natural gas to 19 gas distribution companies located in the New England, New York and New Jersey market areas. Exports would be for a 15-year period, starting 1 November 1988. At present, 31 billion cubic metres of the total volume are authorized for export under Licences GL-84, GL-85 and GL-88 currently held by TransCanada.

The natural gas would be exported at Niagara Falls and Iroquois, Ontario.

The Board will hold a public hearing on the applications in February 1987.

An application by TransCanada for approval of additional facilities, including a pipeline to transmit the gas from Iroquois to the international border, is expected to be filed with the Board at a later date. The estimated cost of these and other facilities is $250 million.[1]

Inquiries

Interprovincial Pipe Line Limited - Camrose, Alberta Accident Inquiry

In February 1985, an accident on Interprovincial's pipeline system near Camrose, Alberta resulted in the death of two employees and injuries to three others as a result of the ignition of natural gas liquids leaking from the pipeline.

The Board's inquiry was held in Edmonton, Alberta, in March and October 1985.

In July 1986, the Board released its report on the inquiry which contained specific recommendations to increase safety and to protect company employees and the public during the construction and operation of pipelines under the Board's jurisdiction. The recommendations apply as well to all pipeline companies under the Board's jurisdiction.

In October 1986, Interprovincial applied for and was granted a review of one of the recommendations, recommendation 5.9, and a stay of the Board's adopting the recommendation.

The recommendation requires pipeline companies under the Board's jurisdiction to remove all pipeline welds in certain circumstances and to check the soundness of a sample of welds in other circumstances. In its reply to the application for review, the Board stated that its preferred method of review was a hearing and asked Interprovincial as well as other companies to comment on this method or provide suggestions regarding alternative methods.

In December 1986, the Board decided to proceed with the review by means of a technical conference and reserved the right to hold a hearing at a later date.

TransCanada PipeLines Limited - Inquiry into Accident in Oshawa, Ontario

In October 1985, an explosion caused by an accidental rupture of TransCanada's natural gas pipeline near Oshawa, Ontario resulted in one fatality and three injuries. The deceased and injured were members of a work crew performing drain tile installation near the pipeline.

The Board conducted an inquiry into the accident in April 1986. In its report, the Board concluded that the accident was caused by insufficient regard for established procedures and a relaxation of attentiveness on the part of the TransCanada field representative. The report also raised issues concerning the regulation of crossings of pipelines under the Board's jurisdiction. As a result, the Board is examining its regulations in this regard and anticipates further consultation with the pipeline and utilities industries.

1. TransCanada's application was received in mid-January 1987. The estimated cost of the facilities is $267 million.

As a result of the accident, TransCanada examined its operating procedures for crossings and has since amended them with a view to eliminating similar incidents in the future.

Sun Pipe Line Company - Inquiry into Accident near Sarnia, Ontario

In October 1986, an accident on the Sun products pipeline near Sarnia, Ontario resulted in injuries to four persons who were working on the site. The line was ruptured and the butane ignited. Two private residences near the site caught fire.

The Board will conduct a public inquiry into the accident in February 1987.

Other Board Activities

Oil

Since 1 June 1985, the effective date of the *Western Accord*, oil exports have been authorized by Board orders which specify neither volumes nor prices. During 1986, the Board renewed export orders to some 75 companies and issued new orders to 20 companies for the export of light and heavy crude oil and petroleum products. The Board continues to monitor actual export volumes and prices.

In November, Newfoundland Processing Limited applied for authorization to export petroleum products produced pursuant to an imported oil processing arrangement at the Come-by-Chance refinery. The Board issued an order to cover exports between June and December 1987, the start-up period of the refinery, and recommended to the Governor in Council that five-year export licences be issued commencing 1 January 1988.

Natural Gas

Changes in Procedures for Natural Gas Exports

On 29 October 1986, the Minister of Energy, Mines and Resources announced a change in natural gas export price procedures affecting both short-term orders and long-term licences. These were solely procedural changes and did not affect the principles of the October 1985 *Agreement on Natural Gas Markets and Prices*.

The most significant change in procedures was that export prices no longer require prior approval before they are implemented. Rather, export prices are monitored after the fact by a committee of federal and provincial advisors to ensure that the existing pricing criteria continue to be met. These criteria state that the export arrangement must recover all Canadian-incurred costs and that the price of exported gas must not be less than the price charged to Canadians for similar service in the area or zone adjacent to the export point.

With respect to long-term licence arrangements, licence-holders must continue to file with the Board any new or amended sales contracts under subsection 35(2) of the Part VI Regulations and approval of these must be obtained prior to the commencement of delivery of gas under the terms of an original or amended contract.

Under the revised procedures pertaining to long-term licences, the Board reviews applications for new or amended contracts to determine whether these contracts provide for adjustments to reflect changing market conditions; whether the contracts provide reasonable assurance that the gas contracted will be taken; and whether the export arrangement has received the necessary producer and producing province support. The Board no longer seeks the views of interested parties with respect to contract approvals, but it does continue to take account of any relevant views expressed directly to it.

The procedures relating to short-term export orders remain unchanged except that an applicant need not obtain prior approval of the initial price or of any subsequent changes thereto.

During the 1985-86 licence year, a small volume of exports was sold under the Volume Related Incentive Pricing (VRIP) program. On 1 November 1986, the VRIP program ended and those companies previously using the scheme began exporting at negotiated prices.

Changes in Procedures for Domestic Sales of Natural Gas

The implementation of market-responsive pricing for gas sales in Canada, which became effective 1 November 1986, resulted in changes to the Board's responsibilities for natural gas

pricing regulation under the Energy Administration Act. These changes, together with changes to the National Energy Board Part VI Regulations, are discussed in *Legislation and Regulations*.

Propane and Butanes

In 1986, the Board continued to authorize exports of propane and butanes through the issuance of export orders and licences. No quantity restrictions are placed on exports of propane and butanes under export orders. However, to ensure that supplies of propane and butanes are adequate to meet domestic requirements, the Board continued to monitor Canadian supply and demand, and export quantitites. Although no export price restrictions are in place, the Board also monitored export prices.

Ethane

For purposes of export regulation, ethane is subject to the same criteria as is natural gas. No licences or orders were issued for the export of ethane during 1986.

Electrical Activities

During 1986, the Board continued to act in its advisory role, consulting with and contributing to the operation of other government departments and industry groups which coordinate the reliable operation of electric power utilities in Canada and the United States.

Among other activities, the Board provided a number of electrical utilities with copies of its CANABEX computer program which calculates the long-term economic benefits of economy energy interchanges between power systems. Work was also started on the development of an improved version of the program which will consider up to five systems operating simultaneously.

Energy Studies

A major study of the prospects for the supply and demand of Canadian energy to the year 2005 was carried out by Board staff during the year. *Canadian Energy: Supply and Demand, 1985 - 2005*, released in December 1986, projects the Canadian supply of all major energy commodities, with emphasis on electricity, oil and natural gas, and the by-products of oil and natural gas, and the demand for Canadian energy in Canada and in export markets. The report reflects changing perceptions of future energy prices, economic activity, the availability of energy supplies, and changes in government policies. In conducting its study, Board staff benefitted from consultations with provincial governments, industry and other interested parties.

The analysis in the report was conducted under two price scenarios because uncertainties in the world oil market make it particularly difficult to project a single price path. In the high price case, crude oil prices are assumed to increase to $U.S. 27 (1986$) per barrel by 1993 and remain unchanged in real terms after that; in the low price case, prices increase to $U.S. 18 (1986$) by 1992 and then remain constant.

The report states that prices are likely to fluctuate from year to year but are unlikely to remain outside the projected range for sustained periods of time. The actual path of oil prices could also be a composite of the two projections, for example, close to the low path in the earlier years but drifting up over time toward the high path.

The major findings of the study are:

- Reserves of light crude oil from conventional sources are declining and, if prices remain low, there could be a need to import substantial amounts of light oil during the 1990s. If oil prices rise, the country will have to rely much less heavily on imports. In that event, it may become viable to produce oil in the frontier regions and to upgrade heavy crude oil and bitumen to light oils. In both price scenarios, Canada continues to export heavy crude oil throughout the review period.
- In both the high and low price scenarios, supplies of natural gas in western Canada are declining, but are sufficient to meet domestic demand and currently authorized exports until about the year 2000. At that time, further changes in market forces will need to occur to hold supply and demand in balance. If prices are low, the decline in supply over the projection period will be more severe; if they are high, there will be more supply and larger quantities available for new exports.
- Demand for electricity will grow over the review period and will likely prompt the construction of new generating plants to meet both domestic and export demand.
- Domestic demand for coal, used mainly for the thermal

generation of electricity, will increase over the review period.

- The use of alternative energy forms including wood, wood wastes, and wind and solar power will also increase but their share of total energy use is unlikely to increase because they will cost more than conventional energy forms.

Pipeline Activities

The Board regulates 40 gas, oil, and products pipeline companies. These pipeline systems are shown in Figures 12 and 13.

All new pipeline facilities must be authorized by the Board prior to their construction. The appendices relating to gas and oil at the back of this report list the orders and certificates issued in this regard in 1986.

The Board is also responsible for monitoring the construction and operation of pipeline facilities to ensure compliance with the Board's safety and environmental regulations and any specific conditions of the approving order or certificate. In addition, the Board reviews construction and operation costs to ensure that the tollpayer receives cost-effective service.

Approvals

Interprovincial Pipe Line Limited continued its expansion program launched in 1985, which was aimed at increasing the capacity and flexibility of its system in western Canada. The new facilities approved include some additions and modifications to existing pump stations, the replacement of an existing line with a new 538-kilometre pipeline from Regina, Saskatchewan to Gretna, Manitoba, some two kilometres of loop between Gretna and the international boundary, as well as five extensions to the existing loops on Line 3. Installation of the pipe began in mid-July and was completed by November. The new pumping facilities will be completed in 1987.

Westcoast Transmission Company Limited received approval to build the 32-kilometre Sikanni Pipeline, a meter station and related facilities. The Sikanni pipeline is located in the Pink Mountains area in British Columbia. The new line, located about 170 kilometres northwest of Fort St. John, B.C., allows the gas produced in the South Sikanni region to be injected into the Fort Nelson mainline.

The Board approved an application by Polysar Hydrocarbons Limited to install two kilometres of new pipe, which forms part of a 12-kilometre pipeline extending from the Consumers Power gas reforming plant in Marysville, Michigan to the Petrosar Limited petrochemical refinery in Corunna, Ontario. The work was completed in November and included a crossing of the St. Clair River that was installed by directional drilling. Subsequent to the Board's approval, the Chippewas of Sarnia Band requested the Board to rescind its approval. That application was denied. (Refer to *Legal Actions*.)

TransCanada PipeLines Limited was given conditional approval to construct additional facilities on its Niagara Line to accommodate increased exports of natural gas to Boundary Gas Inc., Tennessee Gas Pipe Line Company, and KannGaz Producers Ltd. The new facilities would comprise a pipeline loop and compression and metering equipment.

Canadian Hunter Exploration Limited received approval for, and completed construction of, a 29-kilometre pipeline connecting the British Columbia Deep Basin Area to the Elmworth gas plant in Alberta.

The Board also approved new gas receipt or delivery facilities in a total of seven locations for Peace River Transmission Company Limited, Westcoast Transmission Company Limited, Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited and TransCanada PipeLines Limited. In addition, the Board approved various other applications dealing with pipeline replacements and modifications to existing pipeline facilities.

In addition to approving new construction, the Board conducted a review in 1985 related to its jurisdiction over the Westridge propane facility, owned by Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. In January 1986, the Board informed Trans Mountain that it decided that it did not have jurisdiction over the propane facility.

In January 1986, Canada LNG withdrew its application to construct and operate facilities to manufacture liquefied natural gas (LNG) for export to Japan and the associated pipeline, because the Japanese buyers and Canadian companies had agreed to abandon the project.

Figure 12

Oil and Oil Products Pipeline Companies Regulated by the National Energy Board

1. Esso Resources Canada Limited
2. Interprovincial Pipe Line Limited
3. Montreal Pipe Line Limited
4. Murphy Oil Company Limited
5. Northwest Transmission Company Limited
6. Sun Pipe Line Company
7. Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
8. Mont Resources Limited
9. Wascana Pipe Line Ltd.
10. Westspur Pipe Line Company
11. Aurora Pipe Line Company
12. Cochin Pipe Lines Ltd.
13. Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
14. Dome NGL Pipeline Ltd.
15. Manito Pipelines Ltd.
16. Petroleum Transmission Company
17. Trans-Northern Pipelines Inc.
18. Yukon Pipelines Limited
19. Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.
20. Dome NGL Pipeline Ltd. and Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
21. Polysar Hydrocarbons Ltd.

Figure 13

Gas Pipeline Companies Regulated by the National Energy Board

Pipeline Incidents

The Board requires detailed reports of all incidents involving personal injury or fatality, pipeline malfunctions such as a leak, break, fire, or explosion, or any other event which results in a loss of service of a pipeline under its jurisdiction. The Board conducts public inquiries, as appropriate, to ascertain the cause of the incident and, when necessary, to establish specific measures to prevent a recurrence of that type of incident. These reports and inquiries are considered when revising pipeline safety and operational standards and regulatory requirements.

When a pipeline is damaged, the Board ensures that steps are taken to contain spills of hydrocarbons to provide protection to the public and to property, and to repair the damaged pipeline and return it to service as quickly as possible. The Board continues its surveillance of the site to ensure the effectiveness of the company's environmental rehabilitation program.

Table 7 shows the causes of pipeline incidents for the period 1982 to 1986. A total of 28 incidents occurred in 1986.

Utility Crossing and Infringements

All utility construction affecting pipelines regulated by the Board require its approval. Proposed activities must meet the standards ensuring safe construction practice.

In 1986, 710 applications relating to crossings or infringements were approved by the Board.

Routine Inspection

Throughout 1986 the Board continued its program of routine inspections of the operation, maintenance and safety practices of pipeline companies. These inspections are designed to help ensure that pipelines are operated and maintained in accordance with existing regulations and standards, thereby providing for the safety of the public.

Table 7

Causes of Pipeline Incidents 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
Defective Welds	3	6	4	5	0
Material Failures	1	2	10	4	5
Third Party Damage	8	4	5	6	3
Corrosion	8	7	6	5	10
Miscellaneous	11	14	9	11	10
Total	**31**	**33**	**34**	**31**	**28**

Environmental Matters

Environmental Protection

The construction and operation of pipelines and power lines can have a variety of negative effects on the environment. The Board, therefore, ensures that the environment is properly protected by evaluating the environmental portions of an application for completeness and accuracy, and carefully auditing all phases of project planning, development and operation. For major projects, companies must submit post-construction environmental monitoring reports documenting the mitigative measures implemented during construction and the recovery of the right-of-way following construction.

In 1986, the Board carried out environmental inspection during the construction of the Interprovincial Pipe Line Limited expansion project on line 1 from Regina, Saskatchewan to Gretna, Manitoba and the Westcoast Transmission Company Ltd. Sikanni pipeline in northeastern British Columbia. The Board found the projects had been constructed in an environmentally acceptable manner, using proper mitigative and restorative techniques. The companies will continue to implement any required remedial action and will monitor the right-of-way next summer, and submit environmental monitoring reports in December 1987.

Board inspectors also examined the facilities of recently completed projects. During the summer of 1986, the Board inspected the post-construction condition of the Interprovincial Pipe Line(NW) Ltd.

Norman Wells pipeline and Hydro-Québec's ±450-kilovolt, direct-current international power line from its Des Cantons substation to the international border. The recovery of the right-of-way continues to improve with few significant environmental impacts resulting to date from the construction or operation of the projects. On-going monitoring and surveillance programs will ensure that the development of any site-specific concerns are addressed.

In addition, the Board inspected existing pipeline facilities to monitor the environmental condition of the right-of-way. Also, the assessment of incident sites and the monitoring of their restoration, along with the investigation of landowner complaints, formed an integral part of the Board's environmental program.

Along with regulating pipelines and international power lines, the Board also monitors the operation of associated facilities such as gas plants and oil storage loading terminals for compliance with environmental requirements. In 1986, the Board continued its involvement with odour emission abatement at the Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. Westridge Terminal by monitoring the loading of sour crude onto oil tankers. The Board also reviewed Trans Mountain's study of odour emission abatement measures for its Burnaby oil storage terminal and its Westridge oil loading terminal on Burrard Inlet, British Columbia.

Land Matters

Detailed Route Hearings

During 1986, the Board dealt with two applications where new right-of-ways were required. Those applications were received from Interprovincial Pipe Line Limited for Phase III of its expansion program and from Manito Pipelines Ltd. for its Bodo-Cactus Lake pipeline. Although the complete notification procedures for local hearings were implemented, no objections were received for either project. As a result, no detailed route hearings were held in 1986.

The Board exempted several other projects from route hearings where new lands were required. In each case, the company provided sufficient evidence that all necessary lands had been acquired.

Native Land Claims

North of 60° latitude, the federal government has been negotiating the settlement of comprehensive native land claims. Those land claims, which involve areas of significant proven and potential gas and oil reserves, include: the Western Arctic Claim, affecting the Mackenzie Delta; the Council of Yukon Indians, affecting the Yukon Territory; the Dene-Metis Claim, affecting the Mackenzie Valley; and the Tungavik Federation of Nunavut, affecting the Eastern and High Arctic. The Western Claim was concluded in 1984. The Board has continued to monitor the claims negotiations and remained involved in those areas of negotiations where the Board has jurisdiction in pipeline development.

Financial Regulatory Matters

During 1986, a number of major public hearings were held to determine just and reasonable tolls for pipelines. For gas pipelines, this involved the examination of issues related to the requirement for open access to natural gas markets and the introduction of direct sales arrangements between producers and end-users. Details of these hearings are provided earlier in this chapter.

The Board continued to monitor the financial performance and accounting practices of the ten major Group 1 pipeline companies through the analysis of surveillance reports and the Board's ongoing audit program. As a result of its decision in 1985 to reduce the regulatory burden on the smaller Group 2 pipeline companies, the Board monitored the financial results and accounting practices of these Group 2 pipeline companies, by analyzing their year-end financial statements. The 1986 financial data for the Group 1 pipeline companies are found in Figures 14 and 15. Figure 16 illustrates the returns earned by the pipelines in 1986.

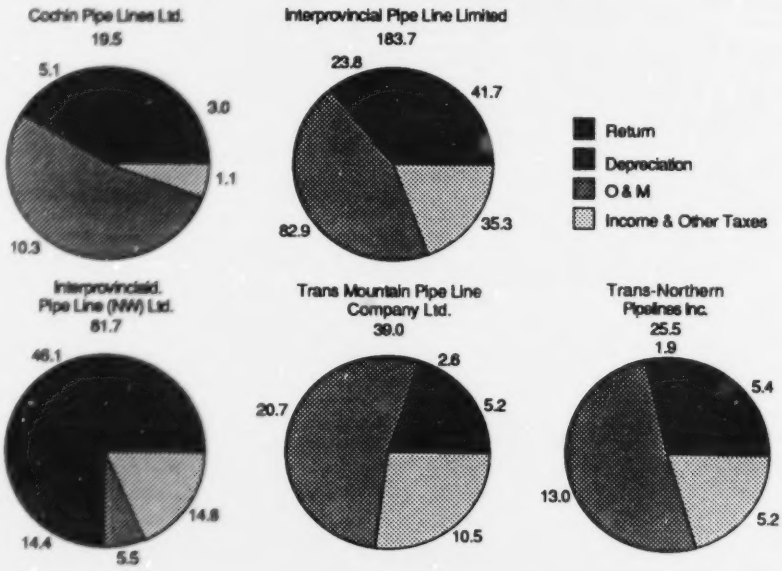
Because of the trends in interest and inflation rates prevailing in 1986, the Board decided to review the rate of return on equity earned by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. The tolls that were in place at the time were made interim, effective June 1986. As a result of its review, the Board reduced the rate of return on equity from 16.0 to 14.25 percent; the company had requested 15.5 percent.

Figure 14

Group 1 Oil Companies

(Millions of Dollars)

Transportation Cost of Service



Rate Base and Capitilization

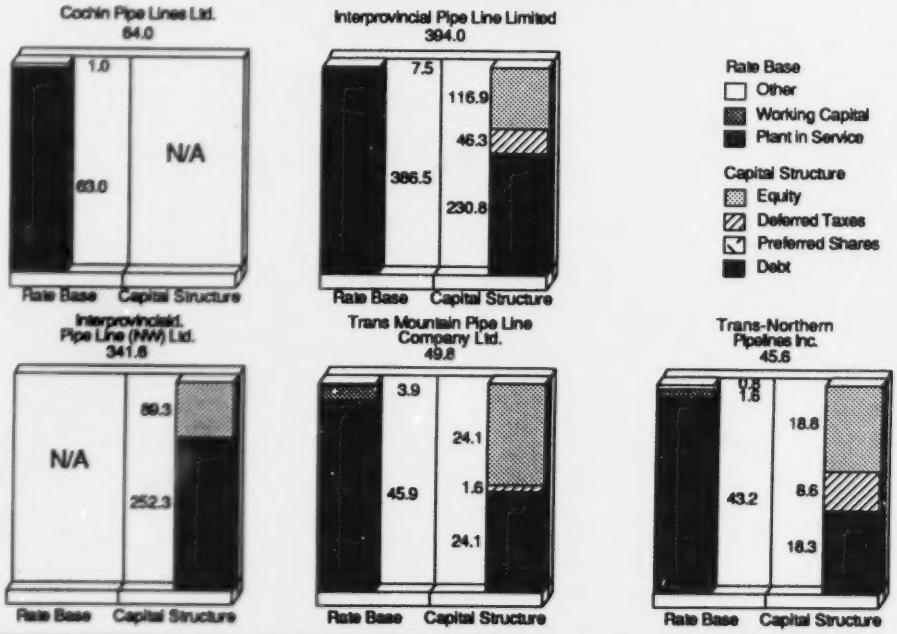
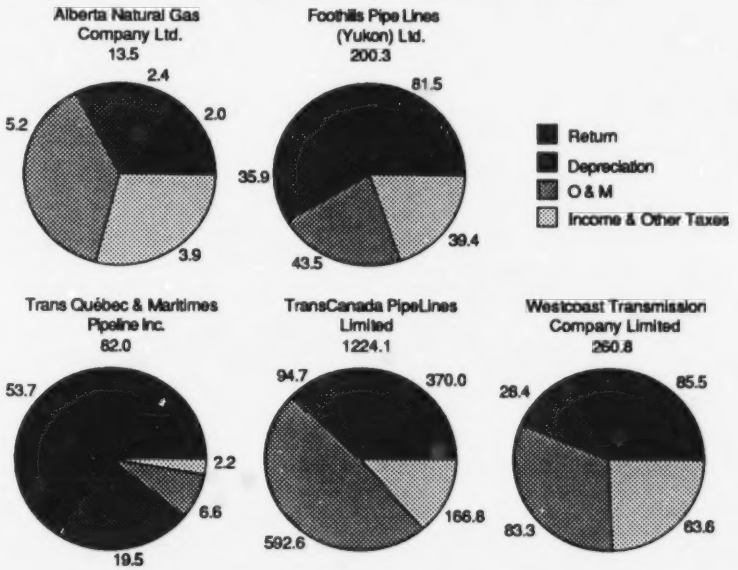


Figure 15

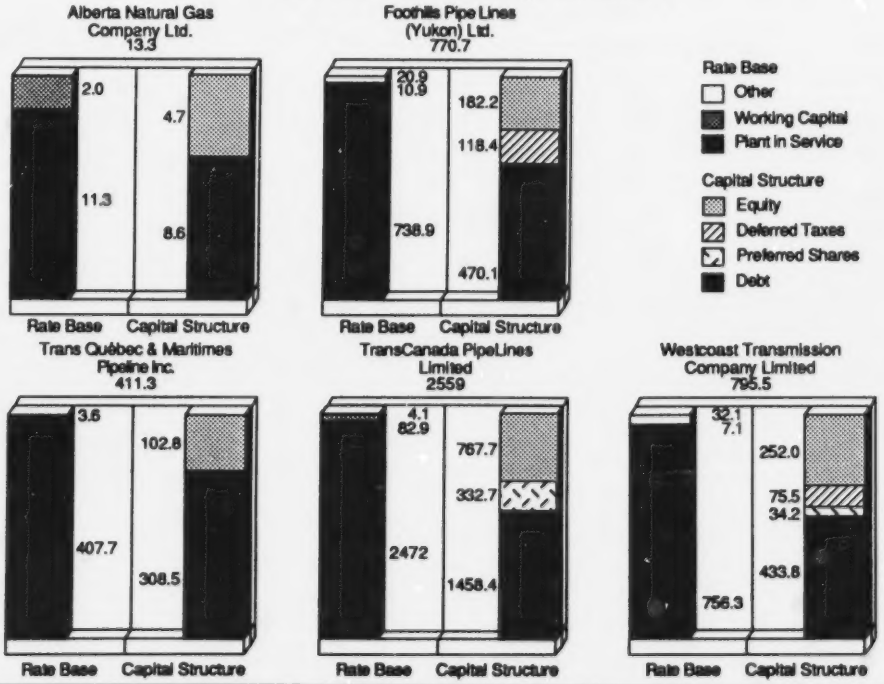
Group 1 Gas Companies

(Millions of Dollars)

Transportation Cost of Service



Rate Base and Capitalization



The Board decided to also review the rate of return earned by Alberta Natural Gas Company Ltd. The Board informed the company of its intent in July 1986, at the same time making the company's tolls interim. As a result of its review, the Board reduced the rate of return on equity from 15.0 to 13.25 percent; the company had requested 14.5 percent.

As a separate matter, in 1986, the Board authorized for the first time the establishment of tolls for interruptible transportation service on the Alberta Natural Gas pipeline.

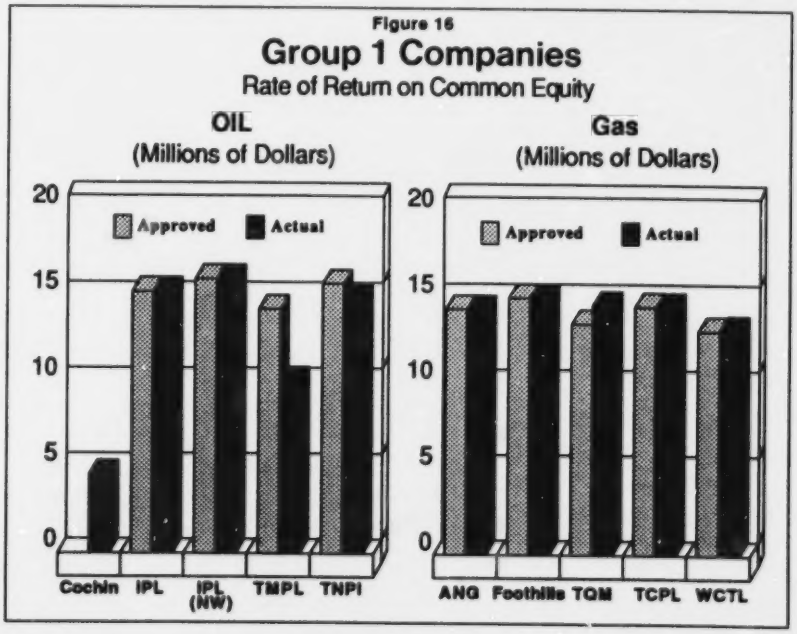
Also in 1986, the Board decided to regulate the tolls of Cochin Pipe Lines on a complaint basis, thereby reducing the degree of regulation applicable to the company. However, Cochin is required to maintain its accounting records in accordance with the Uniform Accounting Regulations and to continue submitting quarterly surveillance reports to the Board.

The Board also required TransCanada to move to a calendar year test year to conform with the company's fiscal year.

Under the provisions of the Energy Administration Act, the Board is responsible for the collection of export charges levied on crude oil and bulk petroleum product exports. Although the program effectively ended during 1985, the Board is still in the process of auditing these charges. During 1986, additional assessments collected from these exports totalled $1.5 million.

The Board is also responsible for audits of the Transportation Fuel Compensation Recovery Charge Program. The program ended in 1983, but audits conducted by the Board and assessments and refunds arising from them, continued in 1986. During the year, the net amount resulting from Board Orders was the net refund of $1.3 million.

Figure 16



Legal Actions

This section outlines appeals of Board decisions and a reference made by the National Energy Board to the Federal Court of Appeal, and prosecutions in the Criminal Courts. The facts that gave rise to these actions can be found in *Public Hearings and Inquiries* and *Pipeline Activities*.

Dome/Cochin and Minister of Energy for Ontario

In March 1986, Dome Petroleum Limited and the Minister of Energy for Ontario filed with the Federal Court of Appeal applications under subsection 18(1) of the National Energy Board Act for leave to appeal the Board's 6 February 1986 decision that the Board has jurisdiction over ethane storage caverns located in Windsor, used to store product shipped on the Cochin pipeline. Dome also filed an application under subsection 28 of the Federal Court Act for an order of the Court setting aside the same decision.

The applications for leave were argued before the Court on 27 May 1986 and leave to appeal was granted. Dome has since filed a notice of motion requesting that its section 28 application be consolidated with the applications for leave to appeal as granted.

The Federal Court decided to hear the consolidated appeals on 12 January 1987.[1]

1. On 17 February 1987, the Federal Court of Appeal issued its decision dismissing the appeals.

Chippewas of Sarnia Band and Polysar Hydrocarbons Limited

In May 1986, the Chippewas of Sarnia Band filed with the Federal Court of Appeal an application under subsection 18(1) of the National Energy Board Act for leave to appeal the Board's 7 April 1986 section 49 order authorizing the construction, by Polysar Hydrocarbons Limited, of a proposed natural gas liquids pipeline and two spare river crossings in the Sarnia area.

In November 1986, the Chippewa Band also filed with the Federal Court of Appeal a notice of motion requesting a stay of the section 49 order. The Court heard the motion for stay and dismissed it on 13 November 1986.

The application for leave to appeal was heard and dismissed on 8 December 1986.

TransCanada PipeLines Limited

In July 1986, TransCanada PipeLines Limited filed with the Federal Court of Appeal an application under subsection 18(1) of the National Energy Board Act for leave to appeal the Board's May 1986 decision to use a deferral account mechanism and operational demand volume method in the calculation of TransCanada's tolls.

The application for leave was heard in August and leave to appeal was granted.

The appeal was heard on 21, 22, and 23 October 1986 and the Court issued its decision, dismissing the appeal, on 14 November 1986.

Corporation of the Township of Flamborough and the Regional Municipality of Hamilton-Wentworth

In February 1986, the Township of Flamborough and the Regional Municipality of Hamilton-Wentworth filed with the Federal Court of Appeal an application, under subsection 18(1) of the National Energy Board Act, for leave to appeal the Board's December 1985 decision on the location of propane terminal facilities of Interprovincial Pipe Line Limited in the Flamborough, Ontario area.

The application for leave was heard by the Court and on 2 April 1986 the Court granted leave to appeal on two grounds relating to the imposition of terms and conditions in the section 49 order implementing the Board's decision.

At year-end, the Federal Court had not yet decided when it would hear the appeal.

Westcoast Transmission Company Limited

In October 1986, Westcoast filed with the Federal Court of Appeal an application under subsection 18(1) of the National Energy Board Act for leave to appeal the Board's August 1986 decision respecting Westcoast's tolls as well as an application under section 28 of the Federal Court Act for an order of the Court setting aside portions of the same decision.

By year-end, the Court had not yet decided when it would hear these applications.

Awarding of costs

During a hearing that reviewed the Board's decision to permit Interprovincial Pipe Line Limited to locate propane terminal facilities in the Flamborough, Ontario area, several parties asked that the Board make an award of costs, payable by Interprovincial, in their favour. By letter dated 17 October 1985, the Board referred the question of the Board's jurisdiction to award costs in this hearing to the Federal Court of Appeal.

The reference was heard in April 1986 and, in June, the Federal Court of appeal issued its decision that the Board did not have a general jurisdiction to award costs and could do so only as specified in the National Energy Board Act in relation to a detailed route hearing.

In September 1986 the Flamborough Residents Against Propane filed with the Supreme Court of Canada an application for leave to appeal the Federal Court of Appeal's decision. The application for leave was heard on 25 November and was dismissed in December 1986.

Canadian Pacific Airlines Limited and Wardair Canada (1977) Ltd.

Actions brought by Canadian Pacific Airlines Limited and Wardair Canada (1977) Ltd. in the Federal Court, Trial Division, against the Attorney General of Canada and the Board remained essentially dormant. The airlines are seeking declarations regarding the validity under the National Energy Board Act of the export licensing and prescription of minimum export prices for jet fuel consumed by those airlines on international flights from May 1981 to April 1983.

Collection of Export Charges and Unlicensed Exporters

As part of its duty under the Energy Administration Act to administer the collection of charges on oil exported from Canada, the Board assisted the Department of Justice in legal actions to collect unpaid export charges. Judgments were obtained in two such actions, one in 1984 and one in 1985. During the year, enforcement procedures on these judgments continued.

Prosecutions relating to illegal exports of oil were commenced, some of which resulted in convictions and some of which are still continuing.

Legislation and Regulations

The following section outlines changes that were made during 1986 to the acts, regulations, or rules under which the Board operates. The Board's quarterly Regulatory Agendas provide additional detail on this subject.

Amendments to the National Energy Board Act

In the fall of 1986, Bill C-18, the new National Transportation Act, was presented to the House of Commons. Included in the bill was an amendment to the definition of "pipeline" in the National Energy Board Act. The amendment is designed to give the Board jurisdiction over combined pipelines, i.e., pipelines that transport hydrocarbons alone or with another commodity. The Board has also recommended that the new act include a change in the definition of the word "toll" in the National Energy Board Act so the Board would have jurisdiction to set tolls for the transportation of all substances being transported through combined pipelines.

Amendments to the National Energy Board Act Regulations and Rules

During 1986, several amendments to the rules and regulations under which the Board operates were made or initiated. The majority were at the Board's initiative, and reflected the Board's continued efforts toward streamlining its regulatory activities. The following summarizes amendments of significance.

National Energy Board Part VI Regulations

These regulations relate to the export and import of oil, gas, and electricity. The amendments were as follows:

- Amendments to section 6 concerning an increase in the limits of new firm export orders for electricity. The limit for new interruptible energy and equichange, storage, adjustment and carrier transfer exports is also proposed to increase. The maximum term of these export orders is recommended to be three years. In September 1986, the Board approved the amendments. At year-end, they were awaiting examination by the Department of Justice and approval by the Governor in Council.
- Amendment to sections 8 and 35 of the Regulations, as a result of changes in government policy on natural gas matters. Section 8 was amended to remove the mandatory requirement of the Board to include in each export order a condition relating the price of the export to the applicable adjacent border zone price, and to remove the condition restricting the date an order comes into effect upon proof of provincial removal permits. Section 35 was amended to include the filing of export sales contracts and amendments for gas exported under short-term orders, and to require licence-holders to obtain Board approval of every contract, including amendments and new contracts, between the exporter and importer. The amendments were approved by the Governor in Council in November 1986.

Gas Export Prices Regulations

The Gas Export Prices Regulations, implemented in 1983, prescribed the price of natural gas exported under the authority of the National Energy Board Part VI Regulations.

In 1986, there were amendments to the provisions of the Regulations relating to the Volume Related Incentive Pricing (VRIP) Program, including the extension of the program to 31 October 1986. Under this scheme, introduced in July 1983 before the advent of negotiated natural gas export pricing, exporters were allowed to sell quantities of natural gas in excess of an established base level at an incentive price.

Effective 31 October 1986, the Gas Export Prices Regulations were revoked, thus terminating the VRIP Program. However, almost all export licences were by then subject to negotiated pricing arrangements and had already been removed from the provisions of these regulations.

Rules of Practice and Procedure

In January of 1985, the Board issued a draft of its new Rules of Practice and Procedure. The Rules explain in general how to make an application to the Board. They also specify the procedures to be followed in connection with a public hearing, including a description of the form and

content of documents to be filed with the Board, and the procedures for bringing notices of motion before the Board or applying for a review or re-hearing.

Included in the draft issued in 1985 were five revised Parts to Schedule II of the Rules. Those parts detail the information required to be filed with various types of applications to the Board.

Two additional Parts to Schedule II were amended in 1986. First, in May 1986, the Board issued a revised Part III. This document lists the information required to be filed with an application for a certificate to authorize the construction and operation of an international power line.

Second, a revised Part VI of the Schedule, dealing with environmental filing requirements in applications for pipelines and related facilities, was issued in June 1986.

Although the Rules are still in draft form, they have been distributed widely, and parties have been asked to use them. The Board approved some minor changes to the Rules in late 1986 and expects to issue a revised, consolidated draft early in 1987. Meantime, the Rules are being sent to the Department of Justice for formal examination, and will become official when published in the Canada Gazette.

Environmental Information Requirements

In June 1986, all companies under the Board's jurisdiction were sent the new guidelines outlining the environmental information required to be provided in applications for gas plants and other facilities such as LPG, natural gas liquids, and butane transfer plants. These new guidelines were prepared in response to a request from industry and are to be used for such applications instead of Part VI of Schedule II to the draft Rules of Practice and Procedure.

Onshore Pipeline Regulations

The Board completed a comprehensive review aimed at consolidating and improving the Oil Pipeline Regulations and the Gas Pipeline Regulations. In February 1986, the Board approved the new Onshore Pipeline Regulations. These regulations provide for the safe design, construction and operation of onshore oil and gas pipelines. They must be examined by the Department of Justice and approved by the Governor in Council before they become effective.

Based on its review of the recommendations relating to an accident on the Interprovincial pipeline system, the Board will be further amending these regulations. To this end it will, in 1987, seek the views of industry, and other interested parties on the proposed changes.

Offshore Pipeline Regulations

In late 1984, the Board issued for comment the first draft of new Offshore Pipeline Regulations. These regulations govern the safe design, construction, and operation of offshore pipelines, and employ the CSA preliminary standard, "CSA Z187, Offshore Pipeline Standard", as a technical basis.

In 1985, following a meeting with industry representatives, an industry task force was established to review these regulations. Based on the results of this review, a further draft was prepared, which will be submitted in the future for review by the industry task force and other interested parties.

Uniform Accounting Regulations

In 1985, the Board had issued guidelines simplifying the regulation of many pipeline companies under its jurisdiction. The guidelines reduced the regulatory burden on 29 oil and gas pipeline companies (Group 2 companies). The remaining 10 major pipelines (Group 1 companies) were not affected and continued to be subject to existing regulatory requirements.

In 1986, the Oil Pipeline Uniform Accounting Regulations and the Gas Pipeline Uniform Accounting Regulations were amended to exempt Group 2 companies from the requirement to keep a standard code of accounts as prescribed in the Regulations. Group 2 companies are now required to maintain their accounts in accordance with generally accepted accounting principles and to file audited financial statements with the Board annually.

Review of Board's Procedures Respecting Third Party Crossings of Pipelines Under National Energy Board Jurisdiction

In a letter dated 16 July 1986, the Board announced that it was considering revising its

regulations governing the crossing of federally regulated pipelines by third parties. These regulations cover crossings such as roads, railways, drainage systems, telephone and power lines, and other pipelines.

It is proposed that a new regulation be enacted to eliminate the need to obtain Board approval for most crossings. This regulation would define the field responsibilities of the pipeline company and of the third party regarding safe crossing procedures. By year-end, comments on the Board's letter had been received from pipeline companies and other parties and were being reviewed.

International Power Line Crossing Regulations

The Board has prepared the first draft of its International Power Line Crossing Regulations. These regulations specify the technical standards to which crossings must be built while keeping the regulatory burden of utilities at a minimum. Interested parties were invited to submit comments on these draft regulations. At year-end, these comments were under consideration.

Labour Canada

In April, revisions to the Canada Labour Code were proclaimed into law. As a result of the changes to the code, Labour Canada has requested that certain Board staff be appointed Safety Officers to act on Labour Canada's behalf in matters of occupational health and safety affecting pipelines under the Board's jurisdiction. Negotiations between the Board and Labour Canada are presently underway to decide how this proposal can be implemented.

Amendments made pursuant to the Energy Administration Act

In 1986, several legislative changes were made pursuant to the Act for the purpose of fostering a market sensitive pricing regime for natural gas, as provided for in the October 1985 *Agreement on Natural Gas Markets and Prices* between the governments of Canada and the producing provinces.

In June 1986, the House of Commons and the Senate passed Bill C-112, An Act to amend the Energy Administration Act.

The main focus of the Bill was to provide flexibility in the setting of approved or prescribed prices for sales of gas within or without a producing province.

At the time of the amendment, the Energy Administration Act permitted the setting only of specific approved or prescribed prices. Among other things, the new legislation permitted as well: the setting of a range of prices; the setting of a price ceiling; the setting of a price through some sort of formula (e.g., relating it to heavy fuel oil); and the setting of a price by reference to a contract.

In August 1986, following the amendments to the Act itself, the Natural Gas Prices Regulations, 1981, and the new (March 1986) Saskatchewan Natural Prices Regulations were revoked and replaced with the Alberta Natural Gas Prices Regulations, 1986, and the Saskatchewan Natural Gas Prices Regulations, 1986. The major effect of these new regulations was the elimination of the need for Governor in Council approval to prescribe every negotiated price if the price did not exceed the maximum price established in the regulations. The prescribed price then took effect upon the filing of the executed contract with the Board and the acknowledgement of its receipt by the Board.

As well, in August 1986, the Board revoked all General Orders and Special Orders for the approval of natural gas prices that were in effect on that date, and issued new General Orders which provided a more generalized method of approving prices for purchasing gas within a province for removal and consumption outside that province. Whereas the old orders specified a price approved by the Board for each sale, the new orders established a maximum price, which essentially allowed the automatic approval of all prices in a contract, so long as those prices did not exceed the maximum.

In accord with the October 1985 Agreement, further changes near the end of 1986 were made to facilitate freely negotiated gas prices with the removal of the administered price system. The Energy Administration Act Part III Regulations, which established the filings of prices and contracts negotiated between buyers and sellers and the costs of services to be deducted in calculating prices, were revoked. In addition, sections 53 to 65 of the Energy Administration Act were suspended. These sections, generally, provided the legislative authority to prohibit the movement

and sale of natural gas in Canada unless the price had been prescribed by the Governor in Council or approved by the Board. Thus, the necessity for administered pricing was obviated, and, as of 1 November 1986, the Board no longer issued orders approving gas prices under section 53 of the Act, nor did it administer the Alberta Natural Gas Prices Regulations, 1986, and the Saskatchewan Natural Gas Prices Regulations, 1986, both of which were revoked.

Although the Board's role in domestic gas pricing under the Energy Administrative Act ended, the Board did have continuing responsibilities relating to the administration of the oil export charge program under Parts I and I.1 of the Act. Though, for all intents and purposes, this program ended in 1985, there was some activity in 1986 in auditing of export charges. This activity will continue in 1987.

Appendices

List of Appendices

Energy Overview

1. Canadian Energy Consumption 52
2. Crude Oil and Equivalent Supply and Disposition 52
3. Natural Gas Supply and Disposition 53
4. Electricity Generation and Disposition 53

Gas

1. Certificates Issued During 1986 Approving New Gas Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Exceeding 40 Kilometres in Length 54
2. Orders Issued During 1986 Approving New Gas Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length 54
3. Orders Issued During 1986 Approving Modifications and Additions to Existing Gas Pipeline Facilities 55
4. Licences and Long-Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1986 57
5. Licences and Long-Term Orders to Export Propane, Butanes, Ethane, and Ethylene as at 31 December 1986 62
6. Licences and Long-Term Orders to Import Natural Gas as at 31 December 1986 64
7. Licences and Long-Term Orders to Import Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1986 65
8. Exports of Natural Gas 66
9. Imports of Natural Gas 69
10. Exports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licences and Orders 70
11. Imports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licences and Orders 72
12. Total Net Exports of Propane and Butanes 74

Oil

1. Certificates Issued During 1986 Approving New Oil Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Exceeding 40 Kilometres in Length 75
2. Orders Issued During 1986 Approving New Oil Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length 75
3. Orders Issued During 1986 Approving Modifications and Additions to Existing Oil Pipeline Facilities 76

4. Exports of Petroleum Products 77
5. Exports of Canadian Crude and Equivalent - 1985 and 1986..... 78

Electricity

1. Certificates Issued During 1986 Approving an International Power Line 80
2. Order Issued During 1986 Relating to International Power Lines . 80
3. Licences Issued During 1986 to Export Electric Power and Energy 80
4. Orders Issued During 1986 Relating to Export of Electric Power and Energy 81
5. Exports of Electric Energy 82

Energy Overview

1. Canadian Energy Consumption[a] (Petajoules)

	1982	1983	1984	1985	1986[e]
Petroleum[b]	3381.2	3160.1	3160.6	3135.2	3101.8
Natural Gas[c]	1798.8	1843.4	1998.8	2120.5	2086.9
Hydro Electricity[d]	936.3	948.2	1021.7	1084.6	1107.5
Nuclear Electricity[d]	475.3	591.9	632.0	714.2	813.5
Coal	1001.7	1048.0	1167.4	1122.1	1129.7
Renewable	470.1	487.1	475.6	523.7	536.5
TOTAL FOR CANADA	8063.4	8078.7	8456.1	8700.3	8775.9

a — Includes non-energy use, own use, and conversions and includes fuel for electricity export.
b — Includes LPGs.
c — Excludes reprocessing shrinkage and includes ethane.
d — Hydro and nuclear are converted at 3.6 PJ/TW.h and 12.1 PJ/TW.h respectively.

If the energy were converted using the heat content of 10.5 petajoules per terawatt hour, this assumes that the amount of primary energy associated with hydro and nuclear electricity is the amount which would be required if fossil fuels were used, the amount would be:

	1982	1983	1984	1985	1986(e)
Hydro and Nuclear Electricity	3143.3	3279.2	3528.4	3783.2	3936.1

e Estimate.

Energy Overview

2. Crude Oil and Equivalent Supply and Disposition (Thousands of Cubic Metres per Day)

	1982	1983	1984	1985	1986[e]
Canadian Production	217.7	230.3	243.7	249.4	249.6
Imports[a]	43.8	34.6	34.2	39.8	45.9
Total Supply	261.5	264.9	277.9	289.2	295.5
Domestic Demand[b]	246.7	229.8	229.2	227.9	226.6
Exports[a]	24.8	42.8	49.8	75.3	93.6

a — Excludes exchanges between Canada and the United States.
b — Includes own consumption and domestic demand for refinery LPG and excludes stock changes.
e Estimate.

Energy Overview

3. Natural Gas Supply and Disposition (Billion Cubic Metres at 101.325 KPa and 15° Celsius)

	1982	1983	1984	1985	1986[e]
Net Sales in Canada	43.9	43.8	47.6	50.1	48.3
Other Canadian Uses[a]	3.4	1.4	2.3	1.0	2.2
Exports	22.2	20.2	21.4	26.2	21.0
Total Deliveries[b]	69.5	65.4	71.3	77.3	71.5

a — Includes pipeline fuel and losses, and other deliveries, less imports and inventory changes.
b — Marketable pipeline gas.
e Estimate

Energy Overview

4. Electricity Generation and Disposition (Terawatt Hours)

	1982	1983	1984	1985	1986[e]
Total Generation	376.8	395.9	424.9	446.4	455.8
Imports[a]	.3	.2	.3	.2	.2
Total Supply	377.1	396.1	425.2	446.6	456.0
Domestic Demand	344.1	359.2	387.6	405.1	420.8
Exports[a]	33.0	36.9	37.6	41.5	35.2

a — Excludes exchanges between Canada and the United States.
e Estimate

Gas

1. Certificates Issued During 1986 Approving New Gas Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Exceeding 40 Kilometres in Length

No Certificates were issued in 1986.

2. Orders Issued During 1986 Approving New Gas Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost($)
Canadian Hunter Exploration Ltd.	XG-1-86	86-02-12	Construction of 29.3 km of 273 mm O.D. pipeline and works connected, British Columbia and Alberta	4 450 020
Cyanamid Canada Pipeline Inc.	XG-13-86	86-12-15	Construction of 6.2 km of 219 mm O.D. Pipeline, Ontario	890 000
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XG-2-86	86-03-12	Richmond Sales Meter Station, Saskatchewan	120 000
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XG-11-86	86-09-10	McLaren Lake Sales Meter Station, Saskatchewan	350 000
Niagara Gas Transmission Limited	XG-12-86	86-09-24	Modifications to St. Lawrence Gate Station and temporary by-pass piping, Ontario	58 520
Peace River Transmission Company Limited	XG-7-86	86-06-25	Sales Tap No. 2, British Columbia	under 3 000
Peace River Transmission Company	XG-8-86	86-06-25	Sales Tap No. 3, British Columbia	under 3 000
Peace River Transmission Company Ltd.	XG-9-86	86-06-25	Sales Tap No. 5, British Columbia	under 3 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-3-86	86-04-16	Interconnecting facilities with Ocelot pipeline, Bayhurst, Saskatchewan	90 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-5-85	86-07-30	Construction of 6.7 km of 914 mm O.D. pipeline and additions to C.S. No. 211 and Niagara Check Meter Station, Ontario	10 244 000
TransCanada PipeLines Limited	MO-63-86	86-12-15	Interconnecting facilities with Cyanamid pipeline, Black Horse M.S., Ontario	-
Union Gas Limited	XG-6-86	86-06-20	Upgrading and modifications to Ojibway Sales Meter Station, Ontario	94 300
Westcoast Transmission Company Limited	XG-4-86	86-07-23	Construction of 31.9 km of 273 mm O.D. pipeline and Sikanni Sales Metre Station No. 69, British Columbia	7 560 200
Westcoast Transmission Company Limited	XG-10-86	86-08-13	Tunkwa Lake Road Sales Meter Station, British Columbia	87 500

Gas

3. Orders Issued During 1986 Approving Modifications and Additions to Existing Gas Pipeline Facilities

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost($)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-22-86	86-12-17	Compressor station modifications plant and office equipment	2 997 900
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	XGM-7-86	86-03-05	Compressor station modifications general plant and office equipment	1 064 400
Shell Canada Products Limited	XGM-23-86	86-12-23	Modifications to 457 mm O.D. pipeline for conversion to gas	3 000 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-1-86	86-01-16	Pipe replacements	16 211 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-4-86	86-02-19	Pipeline, compressor and meter station modifications and additions	23 646 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-5-86	86-02-12	General plant	5 024 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-9-86	86-04-03	Pipe replacements, pipeline modifications	10 897 000
TransCanada Pipelines Limited	XGM-10-86	86-04-09	Pipe replacements, compressor station modifications	1 452 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-11-85	86-04-09	Compressor station modifications	180 000
TransCanada PipeLines Company Ltd.	XGM-15-86	86-07-09	Compressor station modifications, pipe replacement	7 396 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-16-86	86-08-13	Pipe replacement	194 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-19-86	86-10-02	Additional Contingencies	500 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-20-86	86-10-17	Pipe replacement, compressor repair	445 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-21-86	86-10-22	Pipe replacement, compressor station modifications, pipeline equipment, metering facilities	46 571 000
TransQuébec & Maritimes Pipeline Limited Inc.	XGM-8-86	86-03-12	Transmission and general plant	206 400
Westcoast Transmission CompanyLimited	XGM-2-86	86-02-07	General plant modifications, office services, mobile equipment	25 050 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-3-86	86-02-12	Pipe replacement	2 985 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-6-86	86-02-26	Pipe equipement replacement	2 321 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-12-86	86-04-30	Plant equipment replacement	1 384 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-13-86	86-07-02	Plant equipment replacement, communications	817 000

Gas

3. (cont'd) Orders Issued During 1986 Approving Modifications and Additions to Existing Gas Pipeline Facilities

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost($)
Westcoast Transmission Company Limited	XGM 14 86	86-07-09	Meter Station facilities	110 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM 17 86	86-09-03	Pipe replacement, compressor and plant modifications	326 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM 18 86	86-10-02	Pipe and valve replacement, plant modifications and mobile equipment	371 000

Gas

4. Licences and Long-Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1986

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes Daily ($10^3 m^3$)	Annual ($10^6 m^3$)	Term ($10^6 m^3$)
1. Alberta & Southern Gas Co. Ltd	GL-3	Kingsgate, B.C.	61-10-31	86-10-30	12 995.4	4 341.8	106 288.0
			86-10-31	86-12-17	3 248.9	152.9	
	GL-16		66-11-01	67-10-31	3 204.6	1 059.9	32 063.8
			67-11-01	86-10-31	6 409.2	2 119.8	
			86-11-01	86-12-17	6 409.2	301.6	
	GL-24		68-11-01	69-10-31	3 427.7	1 102.0	28 553.1
			69-11-01	86-10-31	6 685.4	2 206.7	
			86-11-01	86-12-17	6 685.4	289.9	
	GL-35		70-11-01	86-10-31	5 807.2	1 912.1	27 936.0
			86-11-01	86-12-17	5 807.2	273.3	
	GL-67		86-11-01	86-12-17	12 995.4	221.8	221.8
	GL-99		86-12-18	87-10-31	31 897.2	9 340.9	77 626.5
			87-11-01	94-10-31	31 897.2	10 580.4	
2. Canadian Montana Pipe Line Company	GL-5	Aden/Cardston, Alta., Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	61-10-31	86-10-30	1 019.8	310.2	7 832.3
				87-10-31	255.0	77.6	
			86-10-31				
	GL-17		66-11-01	67-10-31	339.9	103.4	4 652.8
			67-11-01	89-10-31	679.9	206.8	
	GL-25		68-11-01	69-10-31	339.9	103.4	4 905.4
			69-11-01	91-10-31	679.9	206.8	
			91-11-01	92-10-31	439.0	133.6	
			92-11-01	93-10-31	390.9	119.0	
	GL-36		70-11-01	85-10-31	339.9	103.4	1 628.5
			85-11-01	86-10-31	170.0	51.7	
			86-11-01	87-10-31	85.0	25.9	
	GL-52		80-01-01	83-03-31	1 416.4	283.3	2 266.4
			83-04-01	87-12-31	1 133.1	283.3	
	GL-53	Cardston, Alta., Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	86-07-01	86-10-31	340.0	34.5	86.2
			86-11-01	87-10-31	170.0	51.7	
	GO-3-79	Reagan Field, Alta.	79-05-01	93-12-31	30.0	10.3	105.0
	GL-70	Niagara Falls, Ont.	86-11-01	87-10-31	637.4	193.9	814.1
			87-11-01	90-10-31	509.9	155.1	
			90-11-01	91-10-31	339.6	103.3	
			91-11-01	92-10-31	169.8	51.6	
	GL-71		89-11-01	90-10-31	340.0	103.4	206.7
			90-11-01	91-10-31	226.4	68.9	
			91-11-01	92-10-31	113.2	34.4	
	GL-72	Aden, Alta.	88-01-01	88-10-31	1 133.1	236.1	1 085.7
			88-11-01	90-10-31	1 133.1	283.3	
			90-11-01	91-10-31	754.6	188.7	
			91-11-01	92-10-31	377.3	94.3	

Gas

4. (cont'd) Licences and Long-Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1986

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
3. Columbia Gas Development of Canada Ltd	GL-54	Monchy, Sask	83-04-01	83-12-31	1 450.0	387.7	3 556.1
			84-01-01	87-12-31	1 450.0	517.0	
	GL-74		88-01-01	88-10-31	1 450.0	430.8	1 981.3
			88-11-01	90-10-31	1 450.0	517.0	
			90-11-01	91-10-31	965.7	344.3	
			91-11-01	92-10-31	482.8	172.2	
4. Consolidated Natural Gas Ltd	GL-44[a]	Emerson, Man	72-03-15	92-10-31	4 249.2	1 274.8	18 951.3
	GL-61	Emerson, Man & Monchy, Sask Combined Maximum	80-11-01	85-10-31	5 665.6	2 067.9	13 389.6
			85-11-01	86-10-31	4 532.5	1 654.0	
			86-11-01	87-10-31	3 824.3	1 396.0	
		Maximum permitted at Monchy, Sask. as part of combined Emerson/Monchy volumes	81-11-01	84-10-31	3 232.9	1 180.0	7 278.9
			84-11-01	85-10-31	3 891.1	1 438.4	
			85-11-01	86-10-31	3 682.6	1 344.0	
			86-11-01	87-10-31	2 620.3	956.5	
	GL-75		87-11-01	89-10-31	3 824.3	1 396.0	2 792.0
			87-11-01	89-10-31	1 912.2	698.0	1 396.0
5. ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	Sprague, Man	70-11-01	95-10-31	80.3	9.5	229.0
	GL-29	Fort Frances, Ont	70-11-01	95-10-31	915.6	218.5	5 462.2
	GL-30[b]	Sprague, Man.	70-11-01	95-10-31	1 321.8	344.0	8 498.1
6. KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls, Ont.	87-11-01	96-10-31	3 540.0	1 292.1	13 567.0
			96-11-01	97-10-31	2 655.0	969.1	
			97-11-01	98-10-31	1 770.0	646.0	
			98-11-01	99-10-31	885.0	323.0	
			99-11-01	00-10-31	3 540.0	1 292.1	
7. Niagara Gas Transmission Ltd.	GL-55	Cornwall, Ont.	80-01-01	82-10-31	350.0	89.1	1 500.2
			82-11-01	83-03-31	350.0	37.1	
			83-04-01	83-10-31	1 200.0	145.8	
			83-11-01	85-10-31	1 200.0	250.0	
			85-11-01	87-10-31	1 200.0	275.0	
	GL-78		87-11-01	90-10-31	1 200.0	275.0	1 099.7
			90-11-01	91-10-31	799.2	183.1	
			91-11-01	92-10-31	399.2	91.6	
8. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Emerson, Man.	87-11-01	96-10-31	4 332.5	1 581.4	16 604.7
			96-11-01	97-10-31	3 249.4	1 186.0	
			97-11-01	98-10-31	2 166.2	790.7	
			98-11-01	99-10-31	1 083.1	395.4	
	GL-96	Kingsgate, B.C.	84-11-01	85-10-31	7 478.6	2 155.9	23 763.6
			85-11-01	94-10-31	7 478.6	2 488.3	
			94-11-01	95-10-31	4 980.7	1 657.2	
			95-11-01	96-10-31	2 490.7	828.6	
	GL-97	Monchy, Sask.	84-11-01	85-10-31	24 928.5	7 582.8	75 296.7
			85-11-01	94-10-31	24 928.5	8 294.4	
			94-11-01	95-10-31	16 602.4	5 524.1	
			95-11-01	96-10-31	8 301.2	2 762.0	

Gas

4. (cont'd) Licences and Long-Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1986

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes Daily ($10^3 m^3$)	Annual ($10^6 m^3$)	Term ($10^6 m^3$)
9. ProGas Ltd.	GL-80	Niagara Falls, Ont.	87-11-01	96-10-31	1 420.0	518.3	5 442.1
			96-11-01	97-10-31	1 065.0	388.7	
			97-11-01	98-10-31	710.0	259.1	
			98-11-01	99-10-31	355.0	129.6	
			99-11-01	00-10-31	1 420.0	518.3	
	GL-81	Emerson, Man.	87-11-01	96-10-31	5 270.0	1 923.5	20 196.7
			96-11-01	97-10-31	3 952.5	1 442.6	
			97-11-01	98-10-31	2 635.0	961.7	
			98-11-01	99-10-31	1 317.5	480.9	
			99-11-01	00-10-31	5 270.0	1 923.5	
	GL-98	Emerson, Man. & Monchy, Sask. Combined Maximum	86-08-13	86-10-31	9 440.9	2 646.2	12 177.8
			86-11-01	87-10-31	7 552.7	2 480.0	
			87-11-01	90-10-31	9 440.9	3 100.0	
			90-11-01	91-10-31	7 552.7	2 480.0	
			91-10-01	92-10-31	5 664.5	1 860.0	
			92-11-01	93-10-31	3 776.4	1 240.0	
			93-11-01	94-10-31	1 888.2	620.0	
		Monchy, Sask.	86-08-13	86-10-31	6 797.4	2 480.0	10 988.5
			86-11-01	87-10-31	3 776.3	1 240.0	
			87-11-01	90-10-31	4 720.4	1 550.0	
			90-11-01	91-10-31	3 776.3	1 240.0	
			91-11-01	92-10-31	2 832.2	930.0	
			92-11-01	93-10-31	2 125.0	698.0	
			93-11-01	94-10-31	1 688.2	620.0	
10. Sulpetro Ltd.	GL-82		84-02-05	84-10-31	2 125.0	340.0	4 653.7
			84-11-01	88-10-31	2 125.0	775.6	
			88-11-01	89-10-31	2 125.0	745.9	
			89-11-01	90-10-31	850.0	310.2	
			90-11-01	91-10-31	425.0	155.1	
			91-11-01	92-10-31	2 125.0	775.6	
11. TransCanada PipeLines Ltd.	GL-18	Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	65-11-01	66-10-31	708.2	1 226.6	33 993.4
			66-11-01	90-10-31	4 277.5	1 481.5	
	GL-19	Philipsburg, Qué.	65-11-01	82-10-31	600.6	184.1	3 059.4
			82-11-01	83-10-31	634.5	184.1	
			83-11-01	84-10-31	657.2	184.1	
			84-11-01	85-10-31	679.9	184.1	
			85-11-01	86-10-31	702.5	184.1	
			86-11-01	89-10-31	725.2	184.1	
	GL-20	Emerson, Man.	67-11-01	91-10-31	2 662.8	909.3	21 670.8
	GL-21[d]		68-11-05	91-10-31	N/S	7 019.1	169 967.0
	GL-37		70-11-01	90-10-31	5 546.6	2 030.1	40 601.0
	GL-38		70-11-01	90-10-31	1 416.4	518.4	10 368.0
	GL-39		70-11-01	90-10-31	204.0	74.6	1 493.0
	GL-42[d]		71-04-15	71-10-31	N/S	323.8	60 316.5
			71-11-01	94-10-31	N/S	2 612.3	
	GL-43		71-11-01	91-10-31	N/S	481.6	9 631.5

Gas

4. (cont'd) Licences and Long-Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1986

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
11. (cont'd) TransCanada PipeLines Ltd.	GL-83	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	86-10-31	1 133.1	414.0	9 350.2
			86-11-01	94-10-31	2 620.3	959.0	
			94-11-01	95-10-31	1 521.3	556.8	
			95-11-01	96-10-31	774.3	283.4	
	GL-84		84-11-01	93-10-31	1 416.4	518.4	5 054.4
			93-11-01	94-10-31	1 062.3	388.8	
	GL-85		84-11-01	93-10-31	2 832.8	1 036.8	10 108.8
			93-11-01	94-10-31	2 124.6	777.6	
	GL-86	Emerson, Man.	84-11-01	93-10-31	2 832.8	1 036.8	10 886.4
			93-11-01	94-10-31	2 124.6	777.6	
			94-11-01	95-10-31	1 416.4	518.4	
			95-11-01	96-10-31	708.2	259.2	
	GL-87		84-11-01	93-10-31	2 832.8	1 036.8	10 886.4
			93-11-01	94-10-31	2 124.6	777.6	
			94-11-01	95-10-31	1 416.4	518.4	
			95-11-01	96-10-31	708.2	259.2	
	GL-88	Emerson, Man. and/or Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	4 249.2	1 555.2	16 329.6
			93-11-01	94-10-31	3 186.9	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	777.6	
			95-11-01	96-10-31	1 062.2	388.8	
	GL-89	Emerson, Man.	84-11-01	85-10-31	6 317.1	524.1	12 960.8
			85-11-01	86-10-31	6 317.1	1 957.3	
			86-11-01	90-10-31	6 317.1	2 096.3	
			90-11-01	91-10-31	4 207.2	1 396.1	
			91-11-01	92-10-31	2 103.6	698.1	
	GL-90	Niagara Falls, Ont.	85-11-01	94-10-31	1 416.4	518.4	5 443.2
			94-11-01	95-10-31	1 062.3	388.8	
			95-11-01	96-10-31	708.2	259.2	
			96-11-01	97-10-31	354.1	129.6	
12. Transcontinental Gas Pipe Line Corp.	GL-91[e]	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	8 498.4	1 555.2	16 329.6
			93-11-01	94-10-31	6 373.8	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	4 249.2	777.6	
			95-11-01	96-10-31	2 124.6	388.8	
13. Union Gas Ltd.	GL-92	Windsor, Ont.	85-11-01	90-10-31	1 100.0	284.0	1 703.7
			90-11-01	91-10-31	732.6	189.1	
			91-11-01	92-10-31	366.3	94.6	
			92-11-31	93-10-31	1 100.0	284.0	
14. Westcoast Transmission Company Ltd.	GL-4	Huntingdon, B.C. & Kingsgate, B.C.	61-12-10	81-12-09	4 305.8	1 444.7	35 250.9
			81-12-10	82-10-31	4 305.8	1 300.0	
			82-11-01	84-10-31	4 305.8	1 444.7	
			84-11-01	85-10-31	3 229.4	1 083.5	
			85-11-01	86-10-31	2 152.9	722.4	
			86-11-01	87-10-31	1 076.5	361.2	
	GL-41	Huntingdon, B.C. Kingsgate, B.C. & Monchy, Sask.	71-11-01	72-10-31	20 773.9	7 223.1	143 495.2
			72-11-01	80-10-31	22 922.9	7 970.3	
			80-11-01	83-03-31	24 622.6	7 970.3	
			83-04-01	83-10-31	26 039.0	4 706.2	
			83-11-01	89-10-31	26 039.0	8 067.8	

Gas

4. (cont'd) Licences and Long-Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1986

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
14. (cont'd) Westcoast Transmission Company Ltd	GL-93	Huntingdon, B C	89-11-01	92-10-31	8 498 3	3 101 9	13 958 5
			92-11-01	93-10-31	6 373 7	2 326 4	
			93-11-01	94-10-31	4 249 1	1 550 9	
			94-11-01	95-10-31	2 124 6	775 5	
	GL-94	Huntingdon, B C Kingsgate, B C & Monchy, Sask Combined Maximum	89-11-01	90-10-31	13 731 0	4 637 1	9 269 5
			90-11-01	91-10-31	9 144 8	3 088 3	
			91-11-01	92-10-31	4 572 4	1 544 1	
		Maximum permitted at Monchy, Sask as part of Combined Huntingdon/ Kingsgate/Monchy Volumes	89-11-01	90-10-31	1 416 4	517 0	
			90-11-01	91-10-31	1 416 4	517 0	
			91-11-01	92-10-31	1 416 4	517 0	
		Maximum permitted at Monchy, Sask as part of Combined Huntingdon/ Kingsgate/Monchy Volumes	89-11-01	90-10-31	2 832 8	N/S	
			90-11-01	91-10-31	2 832 8	N/S	
			91-11-01	92-10-31	2 832 8	N/S	

a— This licence authorizes the export of natural gas which the licensee has imported near Willow Creek, Sask pursuant to licence GLI-5

b— This licence authorizes an export near Sprague, Manitoba for import near Rainy River, Ont

c— This licence is to commence on the date of initial delivery and expire 20 1/2 years after, or a total term not exceeding 25 years The liquefied natural gas exported will have been previously imported by the licensee near Saint John, New Brunswick pursuant to Licence GLI-7.

d— This licence authorizes an export near Emerson, Manitoba for import near Sault Ste Marie and Sarnia, Ontario, to serve the eastern Canadian market.

e— This licence authorizes the export of natural gas previously imported and stored in Canada

N/S Not Specified.

Gas

5. Licences and Long-Term Orders to Export Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1986 (Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes
PROPANE					
1. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	GL-32	Any point on the international boundary between Canada and the United States	79-01-01 94-01-01	93-12-31 94-12-31	92 698/year 77 206
	EPR-918-79[a]	Same as GL-32	79-09-06	96-01-31	N/S
2. Dome Petroleum Ltd.	GL-31	Same as GL-32	79-01-01 80-01-01 81-01-01 82-01-01 83-01-01 87-01-01 88-01-01 89-01-01 90-01-01 91-01-01 92-01-01 93-01-01 94-01-01	79-12-31 80-12-31 81-12-31 82-12-31 86-12-31 87-12-31 88-12-31 89-12-31 90-12-31 91-12-31 92-12-31 93-12-31 94-12-31	716 983 688 571 656 190 620 476 133 254/year 143 809 193 016 196 984 169 047 165 873 165 079 162 098 103 968
	EPR-917-79[a]	Same as GL-32	79-09-06	96-01-31	N/S
	EPR-930-84[b]	Any point in the Province of Ontario on the international boundary between Canada and the United States	84-04-01 85-01-01 92-01-01	84-12-31 91-12-31 92-04-15	458 335 608 335/year 153 100
3. Imperial Oil Ltd.	EPR-922-80[a]	Gretna, Man.	80-09-01	90-08-31	N/S
4. PanCanadian Gas Products Ltd.	GL-34	Same as GL-32	79-01-01 86-01-01 87-01-01	85-12-31 86-12-31 87-12-31	63 730/year 53 175 3 968
	EPR-919-79[a]	Same as GL-32	79-06-06	91-01-31	N/S
BUTANES					
5. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-133-74[a]	Gretna, Man.	79-01-01 80-01-01 81-01-01 82-01-01 83-01-01 84-01-01 85-01-01 86-01-01 87-01-01 88-01-01 89-01-01 90-01-01 91-01-01 92-01-01 93-01-01 94-01-01 95-01-01	79-12-31 80-12-31 81-12-31 82-12-31 83-12-31 84-12-31 85-12-31 86-12-31 87-12-31 88-12-31 89-12-31 90-12-31 91-12-31 92-12-31 93-12-31 94-12-31 95-12-31	618 088 575 893 540 176 488 674 423 848 374 315 359 244 308 345 260 131 239 549 205 008 179 455 163 527 135 973 122 506 95 286 91 062

Gas

5. (cont'd) Licences and Long-Term Orders to Export Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1986 (Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes
6. Dome Petroleum Ltd.	EBU-132-74[a]	Gretna, Man.	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724
	EBU-929-84[a]	Any point in the Province of Ontario on the international boundary between Canada and the United States	84-04-01	84-12-31	340 650
			85-01-01	91-12-31	425 135/year
			92-01-01	92-12-31	128 825
7. Imperial Oil Ltd.	EBU-911-80[a]	Gretna, Man.	80-09-01	90-08-31	N/S
8. PanCanadian Gas Products Ltd.	EBU-134-74[a]	Gretna, Man.	79-01-01	83-12-31	213 822/year
			84-01-01	90-12-31	240 550/year
9. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	Gretna, Man.	82-07-01	92-06-30	N/S
10. Dome Petroleum Ltd.	GL-51	Elmore, Sask. Windsor, Ont.	79-06-21	93-12-31	19 069 000
ETHYLENE					
11. Dow Chemical of Canada Ltd.	EYL-1-76	Elmore, Sask. Sarnia and Windsor, Ont.	80-01-01	89-12-31	158 757 340 kg/year
	EYL-2-76[a]	Elmore, Sask.	78-01-01	97-12-31	181 438 810 kg/year

a — This licence/order authorizes an export of product for subsequent import.
b — This is an import-export licence/order whereby product exported has been previously imported
N/S Not Specified

Gas

6. Licences and Long-Term Orders to Import Natural Gas as at 31 December 1986

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
1. Border Utilities Ltd.	GO-8-86	Coutts, Alta.	86-01-28	99-12-31	30.0	N/S	N/S
2. Canadian Western Natural Gas Co. Ltd.	GO-6-66	Coutts, Alta.	66-09-22	85-09-14	30.0	N/S	N/S
	GO-6-84		84-11-01	85-10-31	N/S	3.4	3.4
	GO-5-85		85-11-01	86-09-15	N/S	N/S	3.4
3. Consolidated Natural Gas Ltd.	GLI-5[a]	Willow Creek, Sask.	72-03-15	92-10-31	4 249.2	1 274.8	18 951.3
4. ICG Transmission Limited	GL-30[b]	Rainy River, Ont.	70-11-01	95-10-31	1 321.8	344.0	8 498.1
5. Tenneco LNG Inc.	GLI-7	Saint John, N.B.	c	c	N/S	418.68PJ	8 373.6PJ
6. TransCanada PipeLines Ltd.	GL-21[b]	Sault Ste. Marie and Sarnia, Ont.	68-11-05	91-10-31	N/S	7 019.1	169 967.0
	GL-42[d]		71-04-15	71-10-31	N/S	232.8	
			71-11-01	94-10-21	N/S	2 612.3	60 316.5
7. Transcontinental Gas Pipe Line Corp.	GL-91[e]	Sarnia, Ont.	84-11-01	93-10-31	4 249.0	1 555.2	
			93-11-01	94-10-31	3 156.9	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	777.6	
			95-11-01	96-10-31	1 062.3	388.8	16 329.6

a — This licence authorizes an import of natural gas which the licensee will subsequently export near Emerson, Manitoba, pursuant to licence GL-44.

b — This licence authorizes an import of natural gas which the licensee has exported near Sprague, Man.

c — This licence is to commence on the date of initial delivery and expire 20 1/2 years after, or a total term not exceeding 25 years. This liquefied natural gas hereby imported is to be subsequently exported near St. Stephen, New Brunswick, pursuant to licence GL-49.

d — This licence authorizes an import of natural gas which the licencee has previously exported near Emerson, Manitoba. This natural gas serves Canadian markets.

e — This licence authorizes an import of natural gas for storage in Canada and subsequently exported to the United States.

N/S Not Specified.

Gas

7. Licences and Long-Term Orders to Import Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1986 (Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes
PROPANE					
1. Amoco Canada Petroleum Company Ltd	EPR-918-79[a]	Any point on the international boundary between Canada and the United States	79-09-06	96-01-31	N/S
BUTANES					
2. Amoco Canada Petroleum Company Ltd	EBU-133-74[a]	Sarnia, Ont	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 158
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062
3. Dome Petroleum Ltd.	EBU-132-74[a]	Sarnia, Ont	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01 01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724
4. Imperial Oil Ltd.	EBU-911-80[a]	Sarnia, Ont	80-09-01	90-08-31	N/S
5. PanCanadian Gas Company Ltd.	EBU-134-74[a]	Sarnia, Ont	79-01-01	83 12-31	213 822 year
			84-01-01	90-12-31	240 550 year
6. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	Sarnia, Ont	82-07-01	92-06-30	N/S
ETHYLENE					
7. Dow Chemical of Canada Ltd.	EYL-2-76[a]	Windsor, Ont.	78-01-01	97-12-31	68 038 860 kg/year

a — This licence/order authorizes an import of product which has been previously exported.
b — This is an import-export licence/order whereby product imported is subsequently exported.
N/S Not Specified

Gas

8. Exports of Natural Gas (Millions of Cubic Metres)

Exporter	Licence or Order Number	1985 Actual	1986 Preliminary	Cumulative to 31 Dec. 1986
Alberta & Southern Gas Co. Ltd	GL-3	4 743.6	2 471.0	106 288.0
	GL-16	1 304.4	464.8	32 063.8
	GL-24	615.9	439.8	28 553.1
	GL-35	1 895.8	857.4	27 936.0
	GL-67	-	221.8	221.8
	GL-99	-	44.0	443.0
	GO-31-86	-	232.3	232.3
	GO-62-86	-	1 820.0	1 820.0
Amoco Canada Petroleum Co. Ltd.	GO-1-85	26.1	-	26.1
	GO-10-85	17.2	51.3	68.6
Brymore Gas (Canada) Inc.	GO-80-86	-	2.6	2.6
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5	.0	.0	6 386.4
	GL-17	.0	.0	3 035.3
	GL-25	.0	.0	3 516.4
	GL-36	0	0	1 183.2
	GL-52	224.1	211.7	968.0
	GO-3-79	3.7	4.3	19.0
Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[a]	333.1	265.0	5 839.0
	GL-61	881.9	365.3	4 775.4
	GO-3-86	-	214.3	214.3
	GO-4-86	-	68.2	68.2
	GO-89-86	-	68.3	68.3
	GO-92-86	-	72.7	72.7
Czar Resources Limited	GO-7-84	58.5	-	61.2
	GO-9-85	6.3	7.0	13.3
	GO-30-86	-	29.5	29.5
Diamond Shamrock Exploration of Canada Ltd.	GO-23-85	.0	1.7	1.7
Dome Petroleum Limited	GO-11-85	55.9	101.0	156.8
	GO-18-85	2.3	15.7	17.9
	GO-22-85	.0	2.5	2.5
	GO-14-86	-	.5	.5
	GO-101-86	-	9.6	9.6
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	9.7	4.8	129.7
	GL-29	91.7	43.4	2 689.6
	GL-30[b]	171.8	175.8	4 242.4
	GO-53-86	-	1.7	1.7
	GO-54-86	-	30.5	30.5
	GO-98-86	-	2.5	2.5
	GO-99-86	-	16.4	16.4
	GO-100-86	-	3.8	3.8
Imperial Oil Limited	GO-6-85[c]	.0	87.6	87.6
	GO-84-86[c]	-	22.4	22.4
Natgas Canada Inc.	GO-19-86	-	2.0	2.0
Niagara Gas Transmission Limited	GL-55	227.6	110.1	910.8
	GO-32-86	-	53.7	53.7
	GO-90-86	-	46.6	46.6
Northridge Petroleum Marketing, Inc.	GO-2-85	66.2	.0	66.2
	GO-13-85	13.7	55.2	68.9

Gas

8. (cont'd) Exports of Natural Gas (Millions of Cubic Metres)

Exporter	Licence or Order Number	1985 Actual	1986 Preliminary	Cumulative to 31 Dec. 1986
Pan-Alberta Ltd	GL-96	2 480 0	2 484 8	5 046 3
	GL-97	3 414 2	1 971 4	5 578 7
	GO-96-86	-	180 0	180 0
Poco Petroleums Limited	GO-19-85	47 7	142 8	190 5
	GO-87-86	-	2 2	2 2
ProGas Limited	GL-56	1 136 3	427 3	6 732 2
	GL-98	-	262 5	262 5
	GO-14-85	13 8	32 9	46 7
	GO-15-85	88 3	59 0	147 3
	GO-16-85	59 6	53 2	112 8
	GO-9-86	-	44 6	44 6
	GO-10-86	-	38 9	38 9
	GO-11-86	-	25 5	25 5
	GO-12-86	-	79 3	79 3
	GO-97-86	-	34 4	34 4
Shell Canada Limited	GO-28-85	-	17 1	17 1
	GO-21-86	-	3	.3
Sulpetro Limited	GL-82	740 6	431 9	1 531 1
	GO-8-85	9	0	.9
TransCanada Pipelines Limited	GL-18	786 8	207 7	20 555 4
	GL-19	147 6	111 3	2 141 6
	GL-20	309 5	52 3	13 519 9
	GL-21[d]	5 159 5	6 493 5	104 463 1
	GL-37	1 103 6	704 4	27 257 4
	GL-38	362 5	60 9	6 771 7
	GL-39	70 6	21 9	915 2
	GL-42[d]	1 920 2	2 416 7	32 714 5
	GL-43	.0	0	1 335 8
	GL-60	1 322 4	0	7 279 6
	GL-83	382 2	378 0	829 4
	GL-89	229 2	375 1	604 3
	GO-7-86	-	619 4	619 4
	GO-13-86	-	104 9	104 9
	GO-24-86	-	16 7	16 7
	GO-25-86	-	1 7	1 7
	GO-40-86	-	0	0
	GO-51-86	-	25 4	25 4
	GO-52-86	-	176 1	176 1
	GO-56-86	-	36 9	36 9
	GO-83-86[e]	-	3 8	3 8
	GO-86-86	-	34 3	34 3
	GO-91-86	-	15 8	15 8
	GO-93-86	-	235 7	235 7
Union Gas Limited	GL-64	13 2	-	901 7

Gas

8. (cont'd) Exports of Natural Gas (Millions of Cubic Metres)

Exporter	Licence or Order Number	1985 Actual	1986 Preliminary	Cumulative to 31 Dec. 1986
Westcoast Transmission Limited	GL-4	602.4	254.4	29 046.5
	GL-41	2 597.9	1 430.5	73 214.2
	GO-15-86	-	348.3	348.3
	GO-16-86	-	81.9	81.9
	GO-17-86	-	1.6	1.6
	GO-23-86	-	1.0	1.0
	GO-94-86	-	77.6	77.6
	GO-95-86	-	771.2	771.2
GROSS EXPORTS		33 738.7	30 445.0	576 643.4
NET EXPORTS[f]		26 154.1	20 980.1	429 270.6

a — This licence authorizes an export of natural gas which the licensee has imported near Willow Creek, Sask. pursuant to licence GLI-5.
b — This licence authorizes an export near Sprague, Man. for import near Rainy River, Ont.
c — This licence authorizes an export of natural gas near Emerson, Man. in exchange for an import of ethane by Dome Petroleum Limited near Sarnia, Ont.
d — This licence authorizes an export near Emerson, Man. for import near Sault Ste Marie and Sarnia, Ont. to serve the eastern Canadian markets.
e — This licence authorizes an export of natural gas which the licensee has imported near Niagara Falls, Ont.
f — Excludes volumes of licences/orders under footnotes.

Gas

9. Imports of Natural Gas (Millions of Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	1985 Actual	1986 Preliminary	Cumulative to 31 Dec. 1986
Border Utilities Ltd.	GO-2-66	9	-	18 4
	GO-8-86	-	.7	7
Canadian Western Natural Gas Company Ltd.	GO-6-84	2 6	-	4 0
	GO-5-85	1 6	1 5	3 1
	GO-69-86	-	3	3
Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5[a]	338 6	303 4	5 964 2
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30[b]	171 8	175 8	4 242 4
TransCanada Pipelines Limited	GL-21[c]	5 131 6	6 404 1	104 221 2
	GL-42[c]	1 909 9	2 383 4	32 797 0
	GO-83-86[d]	-	3 7	3 7
Union Gas Limited	GO-5-86	-	55 8	55 8
	GO-41-86	-	56 7	56 7
	GO-55-86	-	56 7	56 7
	GO-68-86	-	48 4	48 4
	GO-82-86	-	41 1	41 1
GROSS IMPORTS		7 556 8	9 531 6	147 513 8
NET IMPORTS[e]		5 1	261 2	285 2

a — This licence authorizes an import of natural gas which the licensee will subsequently export near Emerson, Man. pursuant to licence GL-44.
b — This licence authorizes an import of natural gas which the licensee has previously exported near Sprague, Man.
c — This licence authorizes an import of natural gas which the licensee has previously exported near Emerson, Man. This natural gas serves Canadian markets.
d — This licence authorizes an import of natural gas which the licensee will subsequently export near Niagara Falls, Ont.
e — Excludes volumes of licences/orders under footnotes.

Gas

10. Exports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licences and Orders
(Cubic Metres)

Exporter	Licence or Order Number	1985 Actual	1986 Preliminary
PROPANE			
Amoco Canada Petroleum Company Limited	GL-32	92 696	92 696
	EPR-918-79[a]	924 572	811 117
	EPR-933-85[b]	574	N/A
	EPR-934-86[b]	N/A	2 239
Cochin Pipeline Ltd	EPR-932-85[a]	3 923	N/A
Dome Petroleum Limited	GL-31	133 254	133 254
	GL-917-79[a]	803 539	708 400
	GL-930-84[b]	334 038	384 040
Imperial Oil Limited	EPR-922-80[a]	90 833	0
PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	0	0
	EPR-919-79[a]	259 896	240 782
Petro-Canada Inc	EPR-931-85[b]	299	0
	EPR-934-86[b]	N/A	0
Procor Limited	EPR-935-86[b]	N/A	0
GROSS EXPORTS		2 646 360	2 372 528
NET EXPORTS[c]		225 950	225 950
BUTANES			
Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-133-74[a]	574 504	517 216
	EBU-932-85[b]	6 486	N/A
	EBU-933-86[b]	N/A	7 958
Cochin Pipeline Ltd.	EBU-931-85[a]	1 619	N/A
Dome Petroleum Limited	EBU-132-74[a]	608 932	634 089
	EBU-929-84[b]	279 163	274 498
Imperial Oil Limited	EBU-911-80[a]	58 723	0
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	113 210	102 016
Petro-Canada Inc.	EBU-930-85[b]	0	0
	EBU-934-86[b]	N/A	0
Procor Limited	EBU-935-86[b]	N/A	0
Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82[a]	82 602	1 201
GROSS EXPORTS		1 725 239	1 536 978
NET EXPORTS[c]		0	0

Gas

10. (cont'd) Exports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licences and Orders (Cubic Metres)

Exporter	Licence or Order Number	1985 Actual	1986 Preliminary
ETHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-47	822 686	N/A
	GL-51	2 368 413	814 816
	GO-1-76[a]	0	0
GROSS EXPORTS		3 191 099	814 816
NET EXPORTS[c]	GL-47	364 556	N/A
	GL-51	1 246 010	317 672
		1 610 566	317 672
		Kilograms	
ETHYLENE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76[d]	0	0
	EYL-2-76[a]	156 093 364	141 351 027
GROSS EXPORTS		156 093 344	141 351 027
NET EXPORTS[c]		0	0

a — This licence/order authorizes an export of product for subsequent import.
b — This is an import-export licence/order whereby product exported has been previously imported.
c — Excludes volumes of licences/orders under footnotes.
d — This licence authorizes an export of ethylene at Elmore, Sask. with the provision that the exported product may be imported at Windsor, Ont. and re-exported at Sarnia or Windsor, Ont. In 1983 and 1984, all that was exported at Elmore, Sask. was imported at Windsor, Ont., and there was no further movement of the product.
N/A Not Applicable

Gas

11. Imports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licences and Orders
(Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	1985 Actual	1986 Preliminary
PROPANE			
Amoco Canada Petroleum Company Limited	EPR-918-79[a]	924 640	821 022
	EPR-933-85[b]	574	N/A
	EPR-934-86[b]	N/A	2 239
Cochin Pipeline Ltd	EPR-932-85[a]	3 923	N/A
Dome Petroleum Limited	GL-917-79[a]	754 077	720 778
	GL-930-84[b]	393 743	403 922
Imperial Oil Limited	EPR-922-80[a]	90 833	0
PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79[a]	262 632	27 837
Petro-Canada Inc.	EPR-931-85[a]	285	0
	EPR-934-86[b]	N/A	3 065
Procor Limited	EPR-935-86[b]	N/A	0
GROSS IMPORTS		2 430 707	1 978 863
NET IMPORTS[c]		0	0
BUTANES			
Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-133-74[a]	571 187	520 204
	EBU-932-85[b]	6 486	N/A
	EBU-933-86[b]	N/A	7 958
Cochin Pipeline Ltd	EBU-931-85[a]	1 619	N/A
Dome Petroleum Limited	EBU-132-74[a]	606 483	653 951
	EBU-929-84[b]	279 815	270 746
Imperial Oil Limited	EBU-911-80[a]	58 723	0
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	113 210	102 016
Petro-Canada Inc.	EBU-930-85[a]	0	0
	EBU-934-86[b]	N/A	0
Procor Limited	EBU-935-86[b]	N/A	0
Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82[a]	81 001	1 201
GROSS IMPORTS		1 718 524	1 556 076
NET IMPORTS[c]		0	0

Gas

11. (cont'd) Imports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licences and Orders (Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	1985 Actual	1986 Preliminary
ETHANE			
Dome Petroleum Limited	GO-1-76[a]	0	0
	GL-47	406 153	N/A
	GL-51	1 030 967	499 883
	GO-3-84	43 339	N/A
	GO-3-85	25 056	N/A
	GO-7-85	8 386	77 886
	GO-33-86	N/A	79 981
	GO-85-86	N/A	32 980
GROSS IMPORTS		1 513 961	690 730
NET IMPORTS[c]			
	GO-3-84	43 339	N/A
	GO-3-85	25 056	N/A
	GO-7-85	8 386	77 886
	GO-33-86	N/A	79 981
	GO-85-86	N/A	32 980
		76 781	190 847
		Kilograms	
ETHYLENE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76[d]	0	0
	EYL-2-76[a]	156 093 364	138 633 421
GROSS IMPORTS		156 093 344	138 633 421
NET IMPORTS[c]		0	0

a — This licence/order authorizes an import of product which has been previously exported
b — This is an import-export licence/order whereby product imported is subsequently exported
c — Excludes volumes of licences/orders under footnotes
d — This licence authorizes an import of ethylene which has been previously exported at Elmore, Sask. with the provision that the imported product at Windsor, Ont. may be re-exported at Sarnia or Windsor, Ont. In 1983 and 1984, all that was exported at Elmore, Sask. was imported at Windsor, Ont., and there was no further movement of the product
N/A Not Applicable

Gas

12. Total Net Exports of Propane and Butanes (Cubic Metres)

Exporter	Propane		Butanes	
	1985 Actual	1986 Preliminary	1985 Actual	1986 Preliminary
Amoco Canada Petroleum Company Ltd [a]	332 114	290 428	389 104	390 710
Atlantic Speedy Propane Limited	491	1 364	N/A	N/A
Burnell Gas of Canada Ltd	42 943	27 353	N/A	N/A
Can Am Liquids Corp Ltd	12 865	11 414	2 631	1 294
Canadian Enterprise Gas Products Ltd	23 809	12 063	28 035	24 802
Canadian Superior Oil Ltd	45 342	32 577	90 703	48 331
CanPet Marketing Ltd	N/A	2 299	N/A	706
Canstates Energy	37 170	57 196	38 018	83 173
Chevron Canada Resources Ltd	104 508	20 599	1 617	0
Consolidated Gathering Systems Limited	N/A	8 185	N/A	1 958
Consumers' Co-Operative Refineries Limited	1 344	1 956	0	0
Dillingham Construction Ltd	361	N/A	N/A	N/A
Dome Petroleum Limited[a]	739 063	684 439	636 684	546 385
Dominion Propane Corp	478	0	N/A	N/A
Elbow River Resources	0	0	0	0
Elgin Resources Limited	1 279	6 838	5 725	2 161
Gas Supply (Minn) Ltd	5 268	N/A	485	N/A
Gulf Canada Resources Inc	151 588	6 445	474	2 009
Gulliver Energy Ltd	0	122	738	495
Home Oil Company Limited	35 178	11 212	55 870	28 209
Husky Oil Operations Ltd	0	654	0	817
ICG Liquid Gas Ltd	57 705	41 924	N/A	N/A
Imperial Oil Limited	210 590	242 505	316 837	325 004
Kildair Service Ltee	590	0	N/A	0
Koch Hydrocarbons Canada	3 193	0	56 270	21 011
M-P Oils Limited	5 081	3 337	17 421	6 087
Mobil Oil Canada Ltd	90 145	50 023	22 116	53 920
NGL Supply (1985) Ltd	574	1 086	6 409	0
Northern Petro Products Corp Ltd	0	N/A	0	N/A
Olco Oil	0	0	N/A	N/A
PanCanadian Gas Products Limited[a]	204 518	137 448	110 689	115 471
Petro-Canada Inc.	377 852	273 572	267 969	285 583
Petrosol International Inc	N/A	10 000	N/A	0
Petrowest Petroleum Ltd	10 130	19 226	7 203	13 525
Pounder Emulsions Ltd	1 379	N/A	1 975	N/A
Raymond Gas Liquids Marketing Ltd	13 786	14 995	20 257	29 486
Rivecal Energy Ltd.	0	0	0	0
Shell Canada Limited	183 143	163 518	171 821	243 232
Stephens Energy Limited	48 560	25 682	82 500	31 645
Stitco Energy Limited	0	5 077	0	0
Sunoco Inc	5 970	12 245	6 402	14 740
Texaco Canada Inc	88 842	66 670	116 090	74 188
Ultramar Canada Inc.	0	0	0	0
Unocal Canada Limited	12/869	8 285	729	486
Westcan Energy Ltd	349	9 392	9 394	4 830
TOTAL	2 849 077	2 260 399	2 464 166	2 350 258

a — Includes net export volumes under licences.
N/A Not Applicable

Oil

1. Certificates Issued During 1986 Approving New Oil Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Certificate No.	Issued	Facilities	Estimated Cost($)
Interprovincial Pipe Line Limited	OC-37	86-05-02	Construction of pipeline facilities consisting of 2 km of 457 mm O D pipeline, 538 km of 508mm O D pipeline, and 5 loops of 1219 mm O D pipeline totalling 8 4 km, Manitoba and Saskatchewan	235 000 000

Oil

2. Orders Issued During 1986 Approving New Oil Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost($)
Cochin Pipe Lines Ltd	XO-3-86	86-04-16	Modifications and additions to pump and meter station, Saskatchewan	605 000
Dome NGL Pipeline Ltd	XO-2-86	86-04-03	Modifications and additions to pump and meter stations, Ontario	160 000
Polysar Hydrocarbons Limited	XO-1-86	86-04-07	Construction/Purchase of NGL pipeline system consisting of 6 6 km of 219 mm O D pipeline and three spare river crossing pipes, Ontario	2 560 000

Oil

3. Orders Issued During 1986 Approving Modifications and Additions to Existing Oil Pipeline Facilities

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost($)
Cochin Pipe Lines Ltd.	XOM-6-86	86-04-03	Modifications to the supervisory computer system	82 280
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-5-86	86-03-27	Main line leak repairs, tankage modifications, general plant	974 600
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-10-86	86-06-18	Replacement of station piping	1 760 000
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-12-86	86-07-30	Tankage modifications	187 000
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-14-86	86-08-13	Metering facilities and general plant	3 046 000
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-18-86	86-09-24	Pump station modifications and upgrading of facilities, tankage, meter facilities and general plant	22 061 700
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-20-86	86-11-19	Computer equipment	1 870 000
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	XOM-15-86	86-08-20	Pumping and metering facilities general plant and mobile equipment	777 400
Manito Pipelines Ltd.	XOM-8-86	86-06-11	Pumping and metering facilities improvements, upgrading of station equipment, transportation	709 500
Manito Pipelines Ltd.	XOM-9-86	86-06-11	Pumping facilities	344 850
Manito PipeLines Ltd.	XOM-22-86	86-11-26	Piping modifications	29 000
Montreal Pipe Line Limited	XOM-3-86	86-02-06	Installation of swamp weights on 457 mm O.D. line	385 000
Montreal Pipe Line Limited	XOM-4-86	86-03-12	Computer equipment, sensing devices and general plant	136 000
Murphy Oil Company Ltd.	XOM-13-86	86-07-30	Pump station equipment	255 000
Petroleum Transmission Company	XOM-1-86	86-04-16	Pump station equipment	33 000
Sun Pipe Line Company	XOM-11-86	86-06-25	Modifications to pipeline system	104 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-2-86	86-01-29	Control and data processing systems, data processing hardware and software	1 492 260
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-17-86	86-09-10	Delivery lines, SCADA system and measurement facilities	2 490 500
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-21-86	86-11-26	Pipe replacement, pump station equipment, tanks and general plant	12 035 000
Trans-Northern Pipelines Inc.	XOM-7-86	86-07-02	Additional pipeline facilities, pump station facilities, line automation and communication facilities	1 286 000
Trans-Northern Pipelines Inc.	XOM-16-86	86-08-20	Pump and meter station modifications	140 000
Trans-Northern Pipelines Inc.	MO-56-86	86-07-09	Modifications to Ottawa Booster Station	40 000
Wascana Pipe Line Ltd.	XOM-19-86	86-09-22	Pipeline tie-in and scraper trap assembly	16 000

Oil

4. Exports of Petroleum Products (Cubic Metres)

Month	Motor Gasoline	Middle Distillate	Aviation Turbine Fuel	Heavy Fuel Oil	Partially Processed Oil	Total
January	134 337	234 837	16 219	91 269	0	476 662
February	196 393	160 448	24 034	59 951	0	440 826
March	143 800	290 280	12 774	110 243	0	557 097
April	225 147	261 116	23 852	105 519	45 729	661 363
May	190 216	234 505	78 683	61 572	41 027	606 003
June	185 483	204 264	31 305	164 315	0	585 367
July	161 460	249 180	33 855	94 493	0	538 988
August	148 500	290 080	20 438	157 838	0	616 856
September	219 410	289 312	95 670	120 769	35 050	760 211
October	170 398	244 659	51 566	120 396	53 292	640 311
November	100 327	197 133	59 857	166 908	0	524 225
December	221 599	351 719	41 418	123 501	0	738 237
TOTAL	2 097 070	3 007 533	489 671	1 376 774	175 098	7 146 146

Oil

5. Exports of Canadian Crude and Equivalent—1985 and 1986 (Cubic Metres)

Company	Destination	1985 Total	1985 Daily Average	1986 Total	1986 Daily Average
Amoco Production Company	Texas City, Texas	1 809 393	4 957	283 850	777
	Whiting,Indiana	0	0	1 115 149	3 055
Ashland Oil Inc.	Canton, Ohio	138 799	380	0	0
	St. Paul, Minnesota	654 622	1 793	578 000	1 583
Avant Petroleum Inc.	Nederland, Texas	22 156	60	0	0
	Chicago, Illinois	24 366	66	0	0
Border Fuel Supply	Billings, Montana	0	0	2 476	6
CGS Energy Inc.	Blue Island, Illinois	0	0	23 922	65
Challenger Petroleum	Anacortes, Washington	0	0	25 000	68
Citgo Petroleum Corporation	Gulf Coast, U.S.A.	39 643	108	0	0
Clark Oil & Refining Corporation	Blue Island, Illinois	2 056 461	5 634	2 111 949	5 786
Coastal States Trading Inc.	Gulf Coast, U.S.A.	60 283	165	0	0
Conoco Inc.	Billings, Montana	1 097 780	3 007	1 643 295	4 502
Consumers Power	Marysville, Michigan	29 823	81	0	0
Crystal Refining	Carson City, Michigan	31 911	87	23 429	64
Exxon Company, U.S.A.	Billings, Montana	333 838	914	785 555	2 152
	Texas City, Texas	0	0	36 889	101
Farmers Union Central Exchange	Laurel, Montana	922 511	2 527	1 168 332	3 200
Gladieux Refining Co.	Fort Wayne, Indiana	18 493	50	0	0
Gotco N.V.	Anacortes, Washington	0	0	71 706	196
Hill Petroleum Company	Houston, Texas	0	0	365 905	1 002
Koch Refining Company	Pine Bend, Minnesota	7 662 911	20 994	8 494 171	23 271
Laketon Refining Corp.	Laketon, Indiana	392 434	1 075	203 123	556
Lyondell Petrochem Company	Houston, Texas	0	0	42 795	117
Marathon Petroleum Company	Detroit, Michigan	694 415	1 902	367 560	1 007
Mitsui and Company (Canada) Ltd.	Chita, Japan	0	0	50 414	138
Mobil Oil Corporation	Ferndale, Washington	94 516	258	0	0
	Joliet, Illinois	4 065 209	11 137	3 624 963	9 931
Montana Refining Company	Great Falls, Montana	29 287	80	56 637	155
Murphy Oil USA Inc.	Anacortes, Washington	0	0	24 825	68
	Chicago, Illinois	9 939	27	0	0
	Great Falls, Montana	6 112	16	0	0
	St. Paul, Minnesota	0	0	9 810	26
	Superior, Wisconsin	362 608	993	354 834	972
NOCO Energy Corp.	Tonawanda, New York	154 351	422	252 015	690
Petrogulf Oil and Refining Ltd.	Gulf Coast, U.S.A.	41 349	113	0	0
Phibro Energy Inc.	Gulf Coast, U.S.A.	50 219	137	0	0
	La Jet, Louisiana	45 346	124	0	0
	Philadelphia, Pennsylvania	38 131	104	0	0
	St. Paul, Minnesota	53 761	147	98 817	270
Providence Petroleum Inc.	Gulf Coast, U.S.A.	48 393	132	0	0
Rock Island Refining Corporation	Rock Island, Indiana	871	2	0	0
Shell Oil Company	Anacortes, Washington	237 516	650	737 742	2 021
Standard Oil Company	Toledo, Ohio	120 574	330	222 465	609
Sun International	Philadelphia, Pennsylvania	0	0	97 991	268
Sun Oil Trading Company	Chicago, Illinois	35 670	97	0	0
	East Coast, U.S.A.	194 851	533	0	0
	Gulf Coast, U.S.A.	210 864	577	44 010	120
	Marysville, Michigan	274 494	752	0	0
	Toledo, Ohio	244 564	670	0	0

Oil

5. (cont'd) Exports of Canadian Crude and Equivalent—1985 and 1986 (Cubic Metres)

Company	Destination	1985 Total	1985 Daily Average	1986 Total	1986 Daily Average
Sun Refining and Marketing Company	Toledo, Ohio	0	0	2 238 270	6 132
Texaco Trader International	Chicago, Illinois	0	0	23 732	65
	Whiting, Indiana	0	0	30 100	82
Texaco U.S.A.	Anacortes, Washington	362 628	993	390 692	1 070
	Delaware, Delaware	0	0	99 986	273
Total Petroleum, Inc.	Alma, Michigan	124 746	341	96 317	263
	Toledo, Ohio	37 967	104	0	0
Transworld Oil Limited	Bufan, Korea	0	0	138 763	380
	Carson City, Michigan	0	0	19 268	52
	Chicago, Illinois	0	0	97 358	266
	Delaware, Delaware	0	0	14 922	40
	Philadelphia, Pennsylvania	0	0	53 024	145
	Superior, Wisconsin	0	0	21 700	59
	Toledo, Ohio	0	0	165 312	452
U.S. Oil & Refining Co.	Anacortes, Washington	85 543	234	156 482	428
	Blue Island, Illinois	0	0	27 712	75
	Toledo, Ohio	721 279	1 976	787 666	2 157
UPG Falco	Mokena, Illinois	11 897	32	0	0
	St. Rose, Louisiana	59 625	163	0	0
	Toledo, Ohio	13 963	38	2 147	5
Union Oil Company of California	Lemont, Illinois	1 263 538	3 461	3 844 419	10 532
United Refining Company	Warren, Pennsylvania	2 432 703	6 664	3 037 128	8 320
Various	Various	68 405	187	3 831	10
TOTAL		27 490 758	75 294	34 166 458	93 582

5(a) Exports of Canadian Crude and Equivalent (Cubic metres per day)

	1985	1986
Light Crude Oil and Equivalent:	33 406	41 281
Heavy Crude Oil:	41 888	52 301
Total	75 294	93 582

Electricity

1. Certificates Issued During 1986 Approving an International Power Line

No Certificates were issued in 1986

Electricity

2. Order Issued During 1986 Relating to International Power Lines

Applicant	Order No.	Issued	Facilities
1. Hydro-Québec	XE-1-86	21 Jan. 1986	One international power line extending from the distribution transformer designated as M2KIC, to a point on the international boundary line located 10 metres north-east of marker no. 353A in the municipality of Saint-Théophile. This single circuit single phase line operates at a nominal voltage of 120/240 volts.

Electricity

3. Licences Issued During 1986 to Export Electric Power and Energy

No Licences were issued in 1986

Electricity

4. Orders Issued During 1986 Relating to Export of Electric Power and Energy

4(a) Orders issued pursuant to Section 7 of the Part VI Regulations.

Applicant	Order No.	Issued	Class	Kilowatts	Annual Kilowatt Hours	Term	
						From	To
1. Boise Cascade Canada Ltd	ELO-211	5 Jun 1986	Firm	8 000	70 000 000	86-07-01	89-06-30
2. Manitoba Hydro	ELO-210	22 Apr 1986	Firm	12	15 000	86-08-01	89-07-31
3. The New Brunswick Electric Power Commission	ELO-209	26 Mar 1986	Firm	50 000	36 000 000	86-04-01	86-04-30
4. The New Brunswick Electric Power Commission	ELO-212	23 Dec 1986	Firm	50 000	250 000 000	87-01-01	88-10-31

4(b) Amending orders issued relating to power and energy

Applicant	Order No.	Issued	Comments
1. Cominco Ltd	AO-1-EL-146	9 Oct 1986	Amendment reflecting the intent of the Board at the time it inserted condition 5 in the Licence.
2. Cominco Ltd.	AO-1-EL-147	9 Oct 1986	Amendment reflecting the intent of the Board at the time it inserted conditions 7 and 8 in the Licence.
3. Cominco Ltd	AO-1-EL-148	9 Oct 1986	Amendment reflecting the intent of the Board at the time it inserted condition 6 in the Licence.
4. Hydro-Québec	AO-1-ELO-196	21 Jan 1986	Amendment authorizing export over the international power line authorized by Order XE-1-86.
5. Hydro-Québec	AO-1-EL-167	20 Mar 1986	Amendment modifying the effective date of Licence EL-167.
6. The New Brunswick Electric Power Commission	AO-1-EL-140	3 Apr 1986	Amendment reflecing the intent of the Board at the time it inserted condition 5 in the Licence.
7. The New Brunswick Electric Power Commission	AO-1-ELO-201	18 Nov 1986	Amendment increasing the quantity of power and energy authorized by ELO-201.
8. St. Lawrence	AO-1-EL-159	30 Jan 1986	Amendment reflecting the Board's approval of an agreement with Niagara Mohawk Corporation.

4(c) Revoking orders issued pursuant to subsection 84(3)

Applicant	Order No.	Issued	Comments
1. Hydro-Québec	RO-EL-173	9 Jul 1986	Order revoking licence EL-173, to be effective 9 Jul 1986.

Electricity

5. Exports of Electric Energy (Megawatt Hours)

Exporter	Licence Number	Licence Authorization Firm	Licence Authorization Interruptible	Gross Energy Exported Firm	Gross Energy Exported Interruptible	Gross Energy Exported Exchange[a]	Net Reported Dollar Value of Export Firm	Net Reported Dollar Value of Export Interruptible
NEW BRUNSWICK								
1. Fraser Inc.	EL-122	400 000	–	376 190	–	–	16 530 019	–
	EL-123	–	50 000	–	–	–	–	–
2. Maine and New Brunswick Electrical Power Company Limited	EL-22	250 000	–	119 326			1 556 970	
	EL-23	–	25 000	–	–	–	–	–
3. The New Brunswick Electric Power Commission	EL-64	3 504 000	–	–	–	–	–	–
	EL-137	876 000	–	823 586	–	-7 193	54 063 740	–
	EL-138	876 000	–	823 586	–	-7 193	58 956 871	–
	EL-139	92 000	–	44 566	–	-2 892	3 214 441	–
	EL-140	–	6 482 400[b]	–	4 091 977	-1 146	–	122 303 296
	EL-141	1 226 400	–	–	–	410 846	–	–
	EL-142	140 000	–	–	–	–	–	–
	EL-143	–	300 000	–	128 814	-33 850	–	5 543 471
	EL-144	250 000	–	–	–	–	–	–
	EL-145	–	179 000	–	9 298	-1 388	–	269 508
	EL-150	1 138 000	–	205 896	–	-1 798	14 154 009	–
	ELO-197	50	–	–	–	–	–	–
	ELO-201		–		–	–		–
to	ELO-203	445	–	280	–	–	25 326	–
	*ELO-206	230 000	–	3 555	–	–	1 229 867	–
	*ELO-209	36 000	–	25 094	–	–	1 023 749	–
TOTAL				2 422 079	4 230 089	355 386	150 754 992	128 116 275
QUEBEC								
4. Cedars Rapids Transmission Company Company Limited	ELO-207	20 000	–	–	–	–	–	–
5. Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	–	3 000 000	–	–	125 582 641	–
	EL-151	–	7 000 000	–	208 277	–	–	6 569 876
	EL-152	–	23 564 000[e]	–	1 236 448	–	–	31 367 332
	EL-153	–	23 564 000[e]	–	5 336 699	899	–	124 157 328
	EL-154	11 220 000[d]	–	–	–	–	–	–
	EL-155	13 140 000[d]	–	11 947	–	–	378 945	–
	EL-156	25 000	–	–	–	–	–	–
	EL-165	–	3 000 000	–	–	–	–	–
	EL-166		3 000 000	–	626 286	–	–	13 962 851
	EL-167	–	6 920 000[e]	–	759 502	33 094	–	17 820 371
	EL-168	1 314 000	–	988 808	–	–	45 370 691	–
	EL-169	–	1 752 000[f]	–	347 755	285	–	7 045 007
	EL-171	205 000	–	64 041	–	–	3 304 827	–
	EL-172	657 000[g]	–	59 834	–	–	2 770 942	–
	ELO-180							
to	ELO-182							
and	ELO-189							
to	ELO-196	1 807	–	258	–	–	13 501	–
TOTAL				4 124 888	8 514 967	34 278	177 421 547	200 922 765

Electricity

5. (cont'd) Exports of Electric Energy (Megawatt Hours)

Exporter	Licence Number	Licence Authorization		Gross Energy Exported			Net Reported Dollar Value of Export	
		Firm	Interruptible	Firm	Interruptible	Exchange[a]	Firm	Interruptible
ONTARIO								
6. Boise Cascade Canada Ltd.	ELO-177	–	70 000	–	328	–	–	8 557
7. Canadian Niagara Power Company Limited	EL-161	–	500 000	–	426 851	3 237	–	15 770 808
8. The Canadian Transit Company	ELO-199	25	–	24	–	–	–	–
9. The Detroit and Windsor Subway Company	ELO-204	2 000	–	1 047	–	–	–	–
10. Ontario Hydro	EL-32	15 000	–	1 003	–		2 006	–
	EL-134	–	10 000 000	–	–	1 155 564	–	–
	EL-135	10 500 000	–	2 811 322	–	–	138 367 310	–
	EL-136	–	25 000 000[h]	–	3 217 613	32 551	–	108 216 681
	ELO-198	200	–	34	–	–	2 333	–
11. St. Lawrence Power Company	EL-158	–	250 000	–	–	938	–	–
	EL-159	–	150 000	–	63 650	–	–	1 904 189
	EL-160	–	150 000	–	–	6 913	–	–
	ELO-188	–	250 000	–	235 571	–	–	6 072 075
TOTAL				2 813 430	3 944 013	1 199 203	138 371 649	131 972 310
MANITOBA								
12. Manitoba Hydro	EL-97	–	1 500 000	–	2 098 382	–	–	29 625 159
	EL-98	876 000	–	39 020	–	–	4 079 414	–
	EL-99	262 800	–	46 200	–	–	895 371	–
	EL-100	800 000	–	–	–	–	–	–
	EL-101	2 500 000	–	–	–	17 884	–	–
	EL-102	3 270 000	–	–	–	–	–	–
	EL-103	–	12 000 000[i]	–	4 823 255	-37 214	–	77 086 334
	ELO-176 and ELO-200	7 899	–	1 729	–	–	67 347	–
TOTAL				86 949	6 921 637	-19 330	5 042 132	106 711 493
SASKATCHEWAN								
13. Saskatchewan Power	*EL-117	438 000	–	–	–	–	–	–
	EL-118	438 000[j]	–	11 645	–	–	–	
	EL-119	–	876 000[k]	–	98 238	41 045	–	1 169 338
	EL-120	876 000[k]	–	–	–	–	–	–
TOTAL				11 645	98 238	41 045	–	1 169 338

Electricity

5. (cont'd) Exports of Electric Energy (Megawatt Hours)

Exporter	Licence Number	Licence Authorization		Gross Energy Exported			Net Reported Dollar Value of Export	
		Firm	Interruptible	Firm	Interruptible	Exchange[a]	Firm	Interruptible
BRITISH COLUMBIA								
14 British Columbia Hydro and Power Authority	EL-162	6 000 000	–	283 641	–	–	8 772 316	–
	EL-163	–	15 000 000[j]	–	1 640 119	1 150 552	–	33 235 454
	EL-164	–	3 000 000	–	–	569 022	–	–
	ELO-179	–	–	–	–	–	–	–
and	ELO-205	15 500	–	13 315	–	–	596 045	–
	...m	–	–	–	–	314 715	–	–
15 Cominco Ltd	EL-146	50 000	–	–	–	–	–	–
	EL-147	–	1 100 000	–	166 120	–	–	1 500 581
	EL-148	250 000	–	–	–	18 371	–	–
	EL-149	–	1 000 000	–	–	–	–	–
16 West Kootenay Power and Light Company	ELO-187	50	–	49	–	–	2 027	–
TOTAL				297 005	1 806 239	2 052 660	9 370 388	34 736 035
TOTAL CANADA[n]				9 755 996	25 515 183	3 663 242	480 960 708	603 628 216

a — Exchange is no value energy. It includes inadvertent and circulating flow, equichange, storage adjustment transfer and wheeling or carrier transfer.

b — Total exports should not exceed 6 482 4 GW h when combined with the amounts exported under Licences EL-64, EL-137, EL-138, EL-150 and Order ELO-206.

c — Total exports not to exceed 23 564 GW h when combined with exports made pursuant to another licence under which the energy is transmitted over the lines authorized by Certificates of Public Convenience and Necessity EC-III-15 and EC-10.

d — Total exports under EL-154 and EL-155 should not exceed 13 140 GW h when combined together.

e — Total exports should not exceed 6 920 GW.h when combined with the amount exported under Licences EL-165 and EL-166.

f — Total exports should not exceed 1752 GW.h when combined with the amounts exported under Licence EL-168.

g — Total exports should not exceed 657 GW.h when combined with the amounts exported under Licence EI-171.

h — Total exports should not exceed 25 000 GW.h when combined with the amount exported under Licence EL-135.

i — Total exports should not exceed 12 000 GW h when combined with the amounts exported under Licences EL-97, EL-98, EL-99, EL-100, EL-101 and EL-102.

j — No value energy, energy to be returned.

k — Total exports under Licences EL-119 and EL-120 should not exceed 876 GW h. when combined together.

l — Total exports should not exceed 15 000 GW h when combined with exports under Licence EL-162.

m — Energy exported in accordance with the Skagit River Valley Treaty which is not under the Board's jurisdiction.

n — Excludes $633 139 revenue for wheeling, transmission, unit rental and storage transfer charges.

* Expired during 1986.

Reasons for Decision Issued in 1986

1. "Dome/Windsor" - In The Matter of a Public Hearing into The Matter of Certain Terminal, Storage and Related Facilities Owned or Leased and Operated by Dome Petroleum Limited in Windsor, Ontario (HEARING ORDER: MH-5-85) - January 1986
2. "Nitrochem" - Nitrochem Inc. for Interim Orders and TransCanada PipeLines Notice of Motion to Dismiss the Interim Application of Nitrochem - January 1986
3. "TransCanada/Transcontinental" - TransCanada PipeLines Limited - Approval of a 1985 Precedent Agreement and Amendments to Associated Licence GL-88 for Sales to TransContinental Gas Pipe Line Corporation - February 1986
4. "ProGas/GL-80" - ProGas Limited - Amendments to Existing Natural Gas Export Sales Contract and Associated Licence GL-80 for Sales to Texas Eastern Transmission Corporation - February 1986
5. "West Kootenay" - West Kootenay Power and Light Company Limited - In The Matter of the Application for an Order Under Sections 11 and 12 of the National Energy Board Act - March 1986
6. "Interprovincial/Facilities" - Interprovincial Pipe Line Limited - In the Matter of an Application Under Section 44, Part III of the National Energy Board Act (HEARING ORDER: OH-3-85) - April 1986
7. "Omnibus - Phase I" - The Matter of Phase 1 - The Surplus Determination Procedures Phase of the Gas Export Omnibus Hearing, 1985 (HEARING ORDER: GH-2-85) - April 1986
8. "TransCanada/RH-5-85" - TransCanada PipeLines Limited - Availability of Services (HEARING ORDER: RH-5-85) - May 1986
9. "TransCanada/Oshawa Accident" - Report In The Matter of a Public Inquiry into an Accident at Kilometre-Post MLV133-1 + 16.3 km, North of Oshawa, Ontario on the Pipeline System Owned and Operated by TransCanada PipeLines Limited (HEARING ORDER: MH-1-86) - May 1986
10. "Interprovincial/Camrose Accident" - In The Matter of an Accident on 19 February 1985 Near Camrose, Alberta, on the Pipeline System of Interprovincial Pipe Line Limited (HEARING ORDER: MH-2-85) - June 1986
11. "TQM/Tolls" - Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. - Application dated 28 February 1986, as revised, for new tolls effective 1 January 1986 (HEARING ORDER: RH-2-86) - August 1986
12. "Westcoast/Tolls" - Westcoast Transmission Company Limited - Application dated 1 December 1985, as amended, for new tolls effective 1 January 1986 (HEARING ORDER: RH-6-85) - August 1986

13. "Trans Mountain/Tolls" - Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. - In The Matter of an Application under Part IV of the National Energy Board Act (HEARING ORDER: RH-1-86) - September 1986

14. "ProGas/GL-98" - ProGas Limited - Amendment to GL-98 (HEARING ORDER: GH-4-86) - October 1986

15. "Alberta and Southern/Licences" - Alberta and Southern Gas Co. Ltd. - Consolidation of Licences GL-3, GL-16, GL-24, GL-35, GL-67, GL-68 and GL-69 including a Term Extension and Certain Other Changes - (HEARING ORDER: GH-4-86) October 1986

16. "Shell/Export" - Shell Canada Limited - Application for a Gas Export Licence - (HEARING ORDER: GH-2-86) - November 1986

Other Reports Issued in 1986

1. 1985 National Energy Board Annual Report - March 1986

2. Glossary of French-English Terminology Used at the National Energy Board - May 1986

3. Canadian Electric Utilities - Analysis of Generation and Trends - 1984 - May 1986

4. National Energy Board Report Pursuant to Access to Information Act and Privacy Act - 1 April 1985 to 31 March 1986 - June 1986

5. Exports of Petroleum Products - The First Year of "Deregulation" in Review - September 1986

6. Exports of Crude Oil - The First Year of Deregulation - November 1986

7. Canadian Energy Supply and Demand - 1985-2005 - October 1986

Copies of a new Office Consolidation of the Part VI Regulations, dated May 1986, are available from the Board.

Senior Staff of the Board [1]

Office of the Executive Director

R St G Stephens	Executive Director

Finance Branch

W Ganim	Director

Personnel Branch

J L Thompson	Director

Energy Regulation Directorate

P L Miles	Director General
M C Walker	Sr Analyst, Energy Studies
I Melzer	Sr Analyst, Energy Studies

Economics Branch

M Segal	Director
R E Jackson, Jr	Assistant Director, Economic Analysis
J S Oh	Assistant Director, Regulatory Economics and Energy Statistics
E Ruddick	Assistant Director, Forecasting and Energy Market Analysis

Energy Supply Branch

W A Hiles	Director
E Kutney	Assistant Director, Geology and Reserves
K Poole	Assistant Director, Gas Supply
G C Hos	Assistant Director, Oil and Alternative Energy Supply

Electric Power Branch

A N Karas	Director
W H Correll	A/Assistant Director, Planning

Gas Branch

S R Ironstone	Director
A L Browne	Assistant Director, Gas Industry and Market Analysis
R S Green	Assistant Director, Gas Regulations and Licences

Oil Branch

R M White	Director
B A Wells	A/Assistant Director, Operations

Pipeline Regulation Directorate

K W Vollman	Director General

Pipeline Engineering and Operations Branch

E L M Gordon	Director
T Klatt	Assistant Director Engineering
G Byrtus	Assistant Director, Construction and Operations

Financial Regulatory Branch

H K Pau	Director
G S Johnson	Assistant Director
C M Yeates	Assistant Director

Environment and Right of Way Branch

P A Carr	Director
J A Hodges	Assistant Director, Environment
G E Marquardt	Assistant Director, Right of Way

Law Branch

S K Fraser	General Counsel
F J Morel	Assistant General Counsel

Office of the Secretary

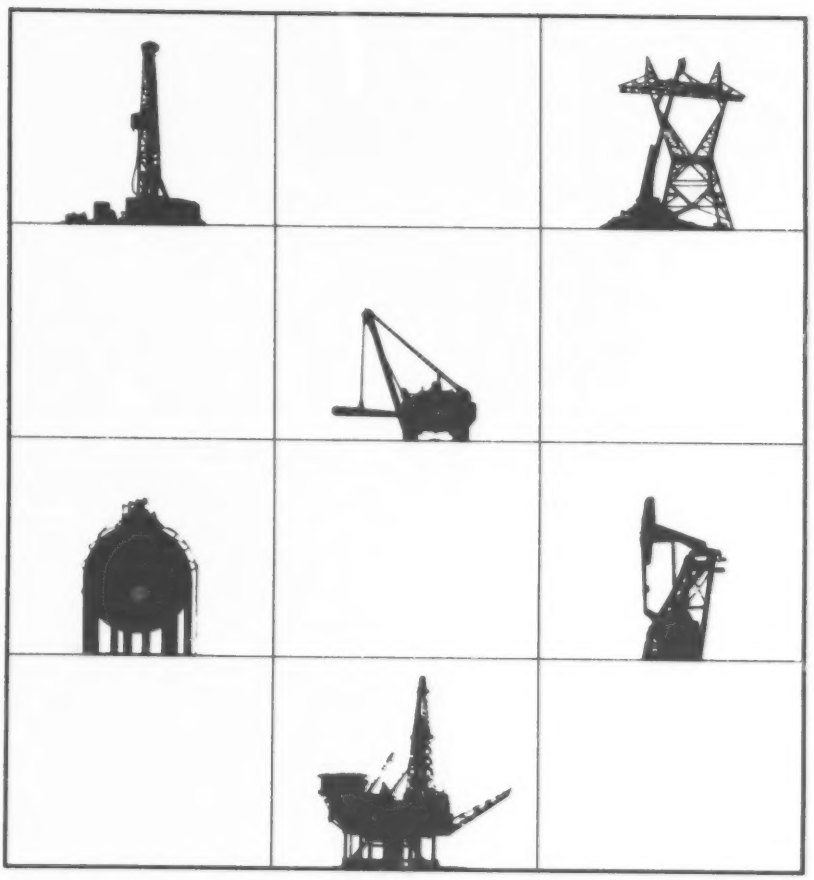
J S Kienavic	Secretary
N Bourque	Assistant Secretary, Communications
G A Laing	Assistant Secretary, Regulatory
T W Miles	Assistant Director, Administrative Support

Information Technology Branch

D Emmens	Director
K E Begley	Assistant Director, Professional Services
Y R Bellefeuille	Assistant Director, Operations
J M Outrata	Assistant Director, Systems Integration

1 As of 31 December 1986

Office national de l'énergie



Rapport annuel 1986

Profil de l'Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie est une cour fédérale de réglementation créée par une Loi du Parlement le 2 novembre 1959. Au cours du dernier quart de siècle, l'Office a joué un rôle important dans le développement du secteur énergétique au Canada.

En vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, les pouvoirs de réglementation de l'Office comprennent la délivrance de licences pour l'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, la délivrance de certificats visant les pipelines interprovinciaux et internationaux et les lignes interprovinciales désignées et internationales de transport d'électricité et, enfin, l'établissement des droits et tarifs concernant les oléoducs et les gazoducs de compétence fédérale.

La Loi exige aussi que l'Office suive de près la situation canadienne en matière d'approvisionnements pour ce qui est de tous les principaux produits énergétiques, en s'attachant particulièrement à l'électricité, au pétrole, au gaz naturel et à leurs sous-produits; il doit aussi se tenir au fait de la demande en matière d'énergie canadienne au Canada et sur les marchés d'exportation.

L'Office a également des responsabilités précises en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord et de la Loi sur l'administration de l'énergie.

Administration centrale

Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Bureau de Calgary:

Office national de l'énergie
4500 - 16th Avenue N. W.
Calgary (Alberta)
T3B 0M6
(403) 247-4233

Office national de l'énergie

le 31 mars 1987

L'honorable Marcel Masse, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous soumettre le rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice terminé le 31 décembre 1986, conformément aux dispositions de l'article 91 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, Statuts révisés du Canada, 1970, chapitre N-6.

Veuillez recevoir, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma très haute considération.

Le Président,
R. Priddle

Tableau de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie a adopté le système international de mesure (SI). Les unités d'énergie les plus souvent utilisées dans ce rapport sont le gigajoule (GJ) et le pétajoule (PJ). Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est l'équivalent d'un million de gigajoules. En moyenne, une ville de la dimension de Toronto ou de Montréal utilise un pétajoule d'énergie pour tous ses besoins (chauffage, éclairage, transport, etc.) par période de 17 heures environ.

Le tableau de conversion suivant servira aux lecteurs qui connaissent peut-être davantage le système des mesures impériales.

Facteur de conversion approximatif

1 mètre (m)	=	3,28 pieds
1 kilomètre (km)	=	0,62 mille
1 millimètre (mm)	=	0,039 pouce
1 mètre cube (m^3) de pétrole	=	6,3 barils
1 mètre cube (m^3) de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
1 litre (L)	=	0,22 gallon
1 kilogramme (kg)	=	2,20 livres
1 gigajoule (GJ)	=	0,95 million de Btu ou 0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1000 Btu/pi^3
1 pétajoule (PJ)	=	0,95 milliard de pieds cubes de gaz naturel ou 165 000 barils de pétrole ou 0,28 térawattheures d'électricité

Abréviations

gigajoule (GJ)	=	10^9 J
térajoule (TJ)	=	10^{12} J
pétajoule (PJ)	=	10^{15} J
exajoule (EJ)	=	10^{18} J
kilowatt (kW)	=	10^3 watts
mégawatt (MW)	=	10^3 kW
mégawattheure (MW.h)	=	10^3 kW.h
gigawattheure (GW.h)	=	10^6 kW.h
térawattheure (TW.h)	=	10^9 kW.h

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

On peut se procurer ce rapport et les rapports mentionnés à l'endos, sur demande, au:

Bureau du soutien à la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

This report is published separately in both official languages.

Copies of this report and others listed at the back of this report are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

© Ministre des Services et approvisonnements Canada 1987

N° de catalogue: NE 1-1986F
ISBN 0-662-94159-4

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des matières

Le message du président 2
Fonctions et responsabilités 4
Organisation 6
Revue des développements énergétiques 10
  Aperçu 10
  Pétrole brut et produits pétroliers 11
  Gaz naturel 15
  Électricité 18
  Exploration et réserves de pétrole et de gaz naturel 21
Revue des activités de l'Office 24
  Audiences et enquêtes publiques 24
  Autres activités de l'Office 32
Lois et règlements 46
Annexes 51

Le message du Président

L'Office national de l'énergie est un organisme qui se compose de professionnels de l'énergie chargés, en vertu de la Loi, d'élaborer des règlements et de donner des conseils dans le domaine de l'énergie.

Ses neuf membres actuels ont une formation professionnelle en comptabilité, économie, génie, géologie et droit. Ils ont acquis leur expérience dans les industries du pétrole, du gaz et de l'électricité, dans le milieu universitaire, dans les comités d'affaires ou auprès des gouvernements fédéral et provinciaux.

Les employés permanents de l'Office, au nombre d'environ 400, représentent toute la gamme des disciplines nécessaires à la bonne marche des affaires de l'Office. Ces affaires comprennent la réglementation de certaines exportations et importations d'énergie et la réglementation des oléoducs et des gazoducs (y compris les droits connexes) et des lignes internationales de transport de l'électricité. Elles consistent aussi à fournir au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources des conseils dans des domaines où l'Office est particulièrement compétent.

L'Office a pour raison d'être de servir l'intérêt public du Canada dans le domaine de l'énergie. Pour ce faire, il tient compte des grandes orientations du gouvernement de l'heure, à ce titre, le programme de la réforme réglementaire présente une importance particulière pour l'Office.

L'Office ne réglemente pas pour le plaisir de réglementer. Au contraire, il a été l'un des premiers à tenter de réglementer moins et avec plus de discernement. Par exemple, des quarante sociétés pipelinières relevant de l'Office, trente ont été effectivement déréglementées. Celles que l'Office continue de réglementer de façon détaillée sont toutes de grands réseaux en situation de monopole qui ont une importance vitale pour les producteurs et les consommateurs de pétrole et de gaz.

La réglementation des droits de six des principales sociétés pipelinières occupe une grande partie du temps des membres de l'Office et nécessite une part importante du soutien que leur procure le personnel. Les examens publics qui s'y rattachent sont devenus plus complexes et, par conséquent, plus longs et plus coûteux pour tous les intéressés. Nous comptons nous pencher sur ce problème, au cours de l'année qui vient, avec les principales sociétés pipelinières réglementées, les producteurs et les consommateurs. Nous essayerons de trouver ensemble les moyens d'abréger la partie orale des audiences de l'Office portant sur les droits, sans nuire à la réglementation de ces vastes services publics.

L'Office prépare actuellement son rapport sur l'enquête concernant la réglementation fédérale des exportations d'électricité que le ministre d'Énergie, des Mines et des Ressources lui a demandé d'effectuer. Cette demande découle en partie du programme de réforme réglementaire au gouvernement. J'espère qu'à la suite de notre enquête, des mesures seront prises pour alléger la réglementation en matière d'exportation d'électricité, tout en assurant le maintien d'une surveillance fédérale adéquate du commerce international dans ce secteur énergétique essentiel.

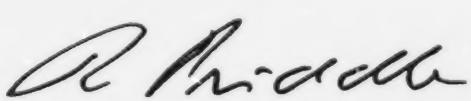
L'Office a été heureux de jouer le rôle déterminant, en matière de réglementation, dans l'introduction d'un régime d'établissement des prix du gaz axé sur le marché en ce qui concerne les échanges commerciaux interprovinciaux. Depuis le 1er novembre 1985, il a délivré 41 ordonnances prévoyant le transport de gaz en vertu d'arrangements conclus directement entre les producteurs et les consommateurs de gaz. L'examen en profondeur de l'accès aux services de TransCanada Pipelines, qui a pris fin en juin 1986, a ouvert la voie à une nouvelle méthode de fixation des droits pour cette société, méthode qui est d'ailleurs essentielle au bon fonctionnement d'un régime de tarification du gaz axé sur le marché. Cette décision a été maintenue par la Cour fédérale d'appel. De plus, l'Office a eu la satisfaction de voir que le gouvernement de l'Alberta mettait en application sa recommandation sur le traitement des frais financiers de TOPGAS.

Parmi les autres questions réglées par l'Office en 1986, mentionnons l'approbation de grands travaux d'agrandissement d'un oléoduc dans les Prairies et la mise en vigueur d'une nouvelle méthode d'établissement des droits à l'égard de Westcoast Transmission Company Limited. Il s'est par ailleurs occupé de certains aspects de la sécurité en matière de pipelines, notamment dans ses rapports sur deux accidents mortels liés à des pipelines.

À la demande du ministre d'Énergie, des Mines et des Ressources, l'Office examine les méthodes qu'il suit pour déterminer la quantité de gaz qui excède les besoins raisonnablement prévisibles du Canada et qui peut être exportée. En entreprenant cet examen, il demeure conscient de son rôle d'office national. Toutes les parties intéressées pourront s'exprimer et étudier leurs positions respectives. L'Office prendra une décision qui reflètera sa responsabilité à l'égard de l'intérêt public.

L'Office est bien disposé et prêt à poursuivre sa mission de réglementation dans l'intérêt public. Il compte actuellement neuf membres, alors qu'il en comptait douze lorsque je suis devenu président, il y a un an. Je crois que ce nombre suffit, compte tenu de la charge de travail actuelle et prévue. Le personnel a aussi été réduit, ce qui n'a nui en rien à son efficacité et à son enthousiasme.

J'aimerais, pour terminer, rendre hommage à trois de nos membres qui nous ont quittés en 1986: MM. Jack Hardie et Bill Scotland, tous deux de Calgary, en Alberta, et M. Jacques Trudel, de Montréal, au Québec. Ils étaient tous trois efficaces et énergiques et leur contribution laisse un souvenir inaliénable.



R. Priddle
Janvier 1987

Fonctions et responsabilités

Responsabilités en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie

L'Office a deux grandes responsabilités en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie:

- réglementer des aspects précis des secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité, dans l'intérêt public;
- conseiller le gouvernement sur la mise en valeur et l'utilisation des ressources énergétiques.

L'Office a le pouvoir d'enquêter sur des aspects particuliers de la situation énergétique et de préparer des rapports pour le gouvernement, le Parlement ou le grand public.

Les rôles de réglementation de l'Office sont décrits ci-dessous.

Réglementation des taux, des droits, des tarifs et des méthodes comptables

L'Office réglemente les droits et tarifs des pipelinières qui relèvent du gouvernement fédéral, afin de s'assurer que les droits sont justes et raisonnables et afin d'empêcher toute discrimination au niveau des tarifs ou du service.

Licences et ordonnances d'exportation

L'Office délivre des licences à long terme pour l'exportation de pétrole, de gaz et d'électricité, habituellement à la suite d'audiences publiques. En délivrant ces licences, l'Office doit s'assurer, notamment, que les quantités d'énergie exportées ne dépassent pas l'excédent d'énergie par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada. L'Office délivre aussi des ordonnances visant l'exportation à court terme des produits d'énergie, sous réserve des restrictions du Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI). De plus, l'Office autorise des licences et des ordonnances visant l'importation de gaz naturel.

Certificats d'utilité publique relatifs aux pipelines et aux lignes de transport d'électricité

L'Office accorde des certificats pour permettre la construction et l'exploitation des pipelines internationaux ou interprovinciaux servant au transport du pétrole, du gaz et des produits pétroliers, ainsi que des lignes interprovinciales désignées et internationales de transport d'électricité. Avant la délivrance du certificat, l'Office tient une audience publique.

Tracé détaillé des pipelines et des lignes de transport d'électricité

Les personnes dont le terrain peut être touché par le tracé d'un pipeline ou d'une ligne de transport d'électricité approuvé par l'Office peuvent donner leur opinion à l'Office au cours d'audiences publiques locales. L'Office tient compte de leur déposition lors de l'étude du tracé détaillé définitif.

Ordonnances en matière de pipelines et de lignes de transport d'électricité

L'Office approuve les petites installations pipelinières ou de petites additions ou modifications aux réseaux pipeliniers sans recourir aux audiences publiques. Cela vaut pour les pipelines d'une longueur maximale de 40 kilomètres et les installations auxiliaires comme les réservoirs, pompes, compresseurs et stations de comptage. L'Office peut aussi autoriser la construction et l'exploitation de lignes internationales d'au plus 50 kilovolts, sans recourir à une audience publique.

Sécurité en matière de canalisations

Les règlements de l'Office sur les oléoducs et les gazoducs énoncent les principes qui doivent régir la conception, la construction et l'exploitation sécuritaires des pipelines relevant de sa compétence. Pour s'assurer que le pipeline est construit et exploité en toute sécurité, l'Office fait des inspections et des enquêtes sur son comportement.

Ordonnances de croisement des pipelines par des services publics

Pour la sécurité publique, c'est au préalable que l'Office autorise le croisement d'un pipeline par un service public; il s'assure ainsi que les plans sont compatibles et que les éventuels dommages à la canalisation sont réduits au minimum. Il établit les conditions de construction des pipelines devant croiser des services publics pour s'assurer de l'intégrité de ces dernières. La construction d'un pipeline qui croise un cours d'eau navigable ou une voie ferrée nécessite l'aval du ministre des Transports ou de la Commission canadienne des transports.

Protection de l'environnement

L'Office étudie l'incidence environnementale des projets de construction et d'exploitation d'oléoducs, de gazoducs ou de lignes internationales de transport d'électricité. Il évalue les demandes et, après certification, vérifie l'inspection, par la société, de la construction et de l'exploitation. Il s'assure donc que les effets négatifs des nouveaux travaux seront minimes sur le poisson, la faune, l'utilisation des terres, la santé environnementale et la sécurité.

L'incidence socio-économique

L'Office surveille les plans d'action socio-économiques des

pipelinières, en examine l'exécution mène des enquêtes et examine le comportement, s'il y a lieu. Il a publié des lignes directrices sur l'évaluation de l'incidence socio-économique régionale des projets pipeliniers.

Responsabilités en vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie

Pendant nombre d'années, l'Office a beaucoup travaillé à appliquer les parties I, I.1 et III de la Loi sur l'administration de l'énergie.

Les parties I et I.1 visaient la perception des redevances sur les exportations de pétrole et des redevances de recouvrement en matière de carburant de soute. Bien que le programme des redevances sur les exportations ait pris fin en 1985 et le second en 1983, l'Office poursuit ses vérifications et remboursements.

La partie III a trait à la gestion des prix du gaz naturel canadien, en particulier le prix du gaz d'une province productrice vendu pour consommation à l'extérieur de celle-ci. L'Office a cessé d'appliquer la partie III en novembre 1986, quand le gouvernement s'est retiré du domaine de la tarification interprovinciale du gaz naturel. (Pour plus de renseignements, voir sous *Lois et règlements*.)

Responsabilités en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord

À l'égard du segment canadien du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, il incombe surtout à l'Office de réglementer les droits et tarifs, d'approuver les cahiers des charges des canalisations, de délivrer des ordonnances de mise en service et de réglementer l'exploitation des canalisations.

Les activités de l'Office en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord seront toutefois négligeables jusqu'à ce que le corps du projet soit mis en oeuvre.

Accès public et participation

L'Office est une cour d'archives. Ses délibérations se font à partir de renseignements déposés publiquement et mis à la disposition de tous, exception faite de renseignements précis, à caractère confidentiel, liés à l'établissement de prix concurrentiels. Dans le cas des demandes et enquêtes d'importance, l'Office tient des audiences publiques auxquelles les demandeurs et autres intéressés ont plein droit de participer dans la langue officielle de leur choix. Afin que les parties aient le temps de se préparer, l'Office leur donne un préavis raisonnable des audiences et leur accorde un délai suffisant pour répondre aux demandes de renseignements.

De plus, l'Office publie chaque trimestre un État des projets de réglementation sur les sujets à l'étude ainsi que des bulletins et des communiqués sur diverses questions liées à ses activités.

Application des décisions de l'Office

Lorsque l'Office est disposé à accorder un certificat visant un pipeline ou une ligne de transport d'électricité ou à délivrer une licence d'exportation de gaz naturel ou d'électricité, d'importation de gaz naturel ou d'exportation à long terme de pétrole, il en fait rapport au gouverneur en conseil par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Si le gouverneur en conseil approuve le certificat, l'Office le délivre. Le cheminement est le même lorsqu'il s'agit d'une licence d'exportation ou d'importation; elle entre en vigueur dès l'approbation. Les motifs de décision de l'Office sont diffusés à titre de documents publics. Les décisions en matière de droits et de tarifs sont prises sans en référer au gouverneur en conseil, tout comme la majorité des décisions quotidiennes de l'Office.

Révision et appel des décisions de l'Office

L'Office peut réviser, annuler ou changer toute ordonnance qu'il délivre ou décision qu'il rend ou ré-entendre une demande avant d'en décider. Il peut modifier les certificats ou les licences qu'il délivre, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les parties peuvent demander à l'Office de réviser une ordonnance ou une décision ou de modifier une licence ou un certificat.

Les décisions et ordonnances de l'Office peuvent être référées à la Cour d'appel fédérale, pourvu que les appels soient fondés sur des points de droit ou des questions de compétence.

Dépens adjugés

L'Office n'a pas le pouvoir d'adjuger des dépens à ceux qui participent à ses instances. Les tribunaux l'ont confirmé récemment dans l'affaire des coûts faits par des intervenants pour participer à la révision de l'approbation d'installer un terminus de propane à Flamborough, en Ontario. (Voir *Poursuites juridiciaires*.)

Quant aux audiences sur le tracé détaillé, l'Office peut fixer un niveau d'indemnités à verser aux propriétaires fonciers pour leur participation à l'audience.

Organisation

Membres de l'Office national de l'énergie

M. R. Priddle remplit les charges de la présidence depuis le 10 janvier 1986, par suite du départ à la retraite de M. C.G. Edge. Voici la liste des membres de l'Office au 31 décembre 1986:

M. R. Priddle	Président
M. R.F. Brooks	Vice-président
Mme L.M. Thur	Vice-président associé
M. A.D. Hunt	Vice-président associé
M. J. Farmer	Membre
M. J.R. Jenkins	Membre
M. R.B. Horner, c.r.	Membre
M. W.G. Stewart	Membre
M. A.B. Gilmour	Membre

M. W.A. Scotland, vice-président associé et membre de l'Office depuis 1974, a démissionné de l'Office le 10 juin 1986.

M. J.R. Hardie, qui avait été nommé à l'Office en 1979, a pris sa retraite le 8 mars 1986.

M. J.L. Trudel, qui avait été nommé à l'Office en 1979, a pris sa retraite le 25 mars 1986.

M. R.B. Horner qui avait été nommé à l'Office pour la première fois en 1979, a été nommé de nouveau le 7 novembre 1986.

M. A.B. Gilmour, qui agissait à titre de membre temporaire depuis 1980, a été nommé membre à compter du 1er octobre 1986.

Comités permanents

L'Office attribue une grande partie de ses travaux de réglementation sans audience à cinq comités permanents composés chacun de trois membres de l'Office, formant quorum. En outre, certains membres et des cadres supérieurs de l'Office font partie de comités qui traitent de questions se rapportant à la réglementation en général ou à la gestion interne de l'Office.

Les comités permanents renvoient à l'Office réuni en conseil toutes les questions qui traitent de politique générale ou qui requièrent la tenue d'une audience publique. À l'exception des fonctions décrites ci-dessous, les comités permanents ne délivrent ni ne modifient les certificats ou les licences; ils ne peuvent davantage décider des questions qui nécessitent la tenue d'une audience publique.

Les membres des comités permanents de l'Office au 31 décembre 1986, de même que leurs responsabilités, sont indiqués ci-dessous. La composition des comités permanents varie à des intervalles appropriés, afin de fournir à chaque membre l'occasion de se familiariser avec tous les aspects des travaux de l'Office. Le premier membre indiqué de chaque comité permanent en est le président et le quatrième en est le membre suppléant. Le président de l'Office est membre d'office de tous les comités permanents et comités.

Comité permanent du pétrole

Délivre des licences pour l'exportation de pétrole et de produits pétroliers; règlemente les questions de transport par oléoduc; conseille le ministre sur les questions énergétiques liées au domaine pétrolier en général, surveille les exportations de pétrole et en fait rapport, comme l'exige l'*Accord de l'Ouest* (accord intervenu en mars 1985 entre le Canada, l'Alberta, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique sur la tarification et la taxation du pétrole et du gaz).

R.F. Brooks
A.D. Hunt
J. Farmer
R.B. Horner

Comité permanent du gaz

Exerce les pouvoirs de l'Office pour ce qui a trait au gaz naturel, au propane, aux butanes et à l'éthane, ainsi qu'au transport par gazoduc; approuve les modifications aux contrats d'exportation de gaz, notamment, jusqu'en novembre 1986, les changements de prix; sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil, délivre des modifications conformes aux licences d'exportation de gaz; délivre des ordonnances à court terme et conseille le ministre sur tout ce qui concerne les marchés d'exportation du gaz naturel.

A.D. Hunt
R.B. Horner
A.B. Gilmour
R.F. Brooks

Comité permanent de l'électricité

Exerce les pouvoirs de l'Office pour tout ce qui concerne l'électricité; délivre des ordonnances d'exemption et d'exportation d'électricité et conseille le ministre en ce qui a trait à l'électricité.

L.M. Thur
J.R. Jenkins
W.G. Stewart
A.B. Gilmour

Comité permanent des pipelines

Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne la construction, l'exploitation et l'entretien des pipelines, notamment pour ce qui est de la sécurité et de l'environnement.

J.R. Jenkins
R.B. Horner
A.B. Gilmour
J. Farmer

Comité permanent de la réglementation financière

Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les droits et tarifs exigés par les sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence de l'Office.

W.G. Stewart
L.M. Thur
J. Farmer
J.R. Jenkins

Comités

Les comités de l'Office étudient des questions qui se rapportent aux procédures internes et à la gestion de l'Office. Les membres du comité au 31 décembre 1986 et leurs responsabilités apparaissent ci-dessous. Le premier membre indiqué est le président du comité.

Comité exécutif

Traite les questions générales à long terme qui touchent l'Office.

R. Priddle
R.F. Brooks
L.M. Thur
A.D. Hunt
R. St. G. Stephens (Directeur exécutif de l'Office)

Comité de vérification interne

Fait effectuer des vérifications et étudie leurs résultats, afin de s'assurer que les opérations de l'Office sont administrées de façon efficiente, économique et efficace.

R. Priddle
R.F. Brooks
L.M. Thur
R. St. G. Stephens

Comité du processus de réglementation

Étudie et suit de près tous les aspects du processus de réglementation et recommande à l'Office des mesures destinées à améliorer l'efficience et l'efficacité de la réglementation.

R.F. Brooks
L.M. Thur
J.S. Klenavic
S.K. Fraser

Personnel

En ce qui concerne l'exercice financier 1986-1987, le budget de l'Office s'est élevé à 26,5 millions de dollars et le nombre d'années-personnes attribuées, à 449.

Les bureaux et directions de l'Office sont décrits ci-dessous; la liste des cadres de l'Office se trouve à l'intérieur de la page couverture arrière du présent rapport.

Le directeur exécutif est le cadre supérieur membre de l'Office; ses responsabilités comprennent la gestion générale de l'Office, l'acquisition et l'attribution des ressources humaines et financières, et l'efficience et l'efficacité des activités et du fonctionnement de l'Office.

La Direction des finances coordonne et administre les politiques financières qui sous-tendent le fonctionnement de l'Office et fournit des conseils et des services en matière d'activités financières.

La Direction du personnel fournit des conseils et des services dans le domaine de la dotation, de la planification et de la formation des ressources humaines, des programmes d'action positive, de la santé et de la sécurité, des langues officielles, de la classification, des relations avec le personnel et de la rémunération et des avantages sociaux.

Le directeur général à la réglementation de l'énergie est responsable de l'intégration de toutes les activités du personnel qui touchent à la réglementation des exportations d'énergie. Ce champ d'action englobe la planification et la coordination de tout le travail touchant à la réglementation des exportations du pétrole, du gaz et de l'électricité en vertu de la Partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie, ainsi que la coordination de l'analyse de toutes les questions se rapportant à l'offre, à la demande et aux excédents d'énergie, en vertu de la Partie II de la Loi.

La Direction de l'économique fournit des conseils à l'Office sur des sujets d'ordre économique et socio-économique et maintient un service de statistiques en matière d'énergie. Elle prépare des projections de la demande d'énergie au Canada et se tient au fait des études semblables effectuées aux États-Unis. Les responsabilités de la Direction comprennent l'analyse des répercussions des projets énergétiques proposés sur l'économie et les conditions socio-économiques du Canada et de ses régions. Elle évalue aussi jusqu'à quel point les Canadiens auront la possibilité de participer à ces projets.

La Direction des approvisionnements énergétiques est chargée de conseiller l'Office sur les questions d'exploration, de forage et de production, de prévoir les tendances en matière d'approvisionnements en pétrole et en gaz à partir des sources classiques, des sables pétrolifères, des sources synthétiques et des terres domaniales. La Direction calcule de façon indépendante les réserves et les possibilités de livraison du gaz, de même que les réserves et le potentiel de production de pétrole. Le bureau de Calgary de la Direction se charge de calculer les réserves de gaz et de pétrole de chaque gisement.

La Direction de l'électricité conseille l'Office sur les questions relatives à la délivrance de licences d'exportation d'électricité, à la certification des lignes internationales de transport d'électricité, à l'approbation des tracés détaillés et à la surveillance des exportations. Par ailleurs, cette direction établit des prévisions concernant l'offre et la demande en matière d'électricité, et servant à étudier les demandes relatives à l'électricité et d'autres demandes; elle surveille la situation du marché américain de l'électricité et donne des conseils à l'Office sur les questions qui se rapportent à la production, au transport, à la vente et à l'échange d'électricité et qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral.

La Direction du gaz conseille l'Office sur les questions de gaz naturel et de produits du gaz, notamment la réglementation de tout ce qui se rapporte au transport par gazoduc et à l'exportation de gaz et de produits gaziers au moyen d'ordonnances et de licences. La Direction a aussi exercé, jusqu'en novembre 1986, une surveillance et un contrôle sur toutes les questions qui incombaient à l'Office en matière d'administration des prix du gaz naturel canadien, en vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie. La Direction a également un service de statistiques, qui est chargé de la collecte et de la diffusion des données opérationnelles relatives à la consommation et au transport du gaz et des produits gaziers. De même, elle est chargée d'établir des prévisions à court terme relatives à la demande de gaz et de produits gaziers, au Canada et sur les marchés d'exportation. De plus, la Direction sert d'appui à toutes les autres activités de réglementation se rapportant au gaz et aux produits gaziers.

La Direction du pétrole donne des conseils sur les questions énergétiques liées au pétrole, y compris les marchés pétroliers, le transport, le traitement, la distribution et l'équilibre à court terme de l'offre et de la demande, en ce qui concerne les charges d'alimentation et les produits pétroliers. La Direction conseille l'Office sur des questions de transport par canalisations et étudie les prix d'exportation du pétrole brut et des produits pétroliers intérieurs et les prix internationaux du pétrole.

Le directeur général à la Réglementation des pipelines est chargé d'intégrer toutes les activités du personnel qui ont trait à la réglementation des gazoducs, des oléoducs et des pipelines de produits pétroliers. Son champ d'action englobe la conception, la construction, l'exploitation, la sécurité et les questions d'ordre environnemental précisées dans la Partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie, et les questions concernant les droits et les tarifs stipulées à la Partie IV de la même loi.

La Direction du génie et des opérations des pipelines conseille l'Office sur des questions liées aux certificats pipeliniers délivrés en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie et liées à la réglementation de la sécurité lorsqu'il s'agit d'installations pipelinières qui relèvent de la compétence de l'Office. La Direction est la principale source de consultation de l'Office quant aux questions techniques des demandes déposées par les sociétés pipelinières en vue de la construction d'installations et de l'approbation de droits.

La Direction de l'environnement et des emprises est chargée de donner des conseils à l'Office sur l'évaluation de la protection de l'environnement et de l'acquisition de terrains pour les pipelines et les lignes internationales de transport d'électricité. La Direction évalue des mémoires provenant des propriétaires fonciers touchés par le tracé détaillé de ces installations, vérifie la justesse des acquisitions des emprises et évalue les exigences techniques en matière de croisements des pipelines par des tiers.

La Direction de la réglementation financière a pour rôle principal de fournir des conseils à l'Office au sujet des taux, des droits et des tarifs imposés par les sociétés pipelinières pour le transport du pétrole et du gaz. Elle joue donc un rôle de premier plan dans le traitement des demandes présentées à l'Office pour faire approuver des droits, en lui fournissant des analyses financières et en coordonnant le soutien apporté par le personnel. En outre, elle surveille le rendement financier et vérifie les comptes des sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence de l'Office, et elle analyse l'aspect financiers des demandes présentées à l'Office en vue de la construction de pipelines. Non seulement la Direction constitue-t-elle la principale source de conseils financiers pour l'Office, mais elle vérifie les redevances d'exportation du pétrole, les permis d'exportation du gaz et les frais de transport établis en vertu de dispositions précises de la Loi sur l'Office national de l'énergie et de la Loi sur l'administration de l'énergie.

La Direction du contentieux conseille l'Office sur tous les aspects juridiques de ses pouvoirs et de ses responsabilités, et le représente à titre de conseiller juridique lors des audiences publiques et des comparutions devant la Cour fédérale et la Cour suprême du Canada.

Le Bureau du secrétaire reçoit et coordonne les demandes et les mémoires présentés à l'Office pour étude. Il conseille l'Office quant à l'établissement du calendrier des audiences et prend les dispositions administratives nécessaires à la tenue des audiences publiques à Ottawa et partout ailleurs au pays.

De plus, le Bureau du secrétaire s'occupe des relations avec la presse et avec le grand public, des services de publication, de la gestion des immeubles et du matériel, de la gestion des dossiers et de l'administration de la bibliothèque de l'Office. Il applique la Loi sur l'accès à l'information et la Loi sur la protection des renseignements personnels et coordonne la traduction des documents auprès du service fourni sur place par le Secrétariat d'État.

La Direction de la technologie informatique est chargée de fournir des services d'informatique, de soutien au traitement des textes et de soutien au traitement des données. Ses fonctions comprennent la prestation de conseils sur l'exploitation des ordinateurs, la gestion des données, la conception et l'établissement de programmes; elle donne également son avis sur les toutes dernières techniques et applications en matière d'informatique. La Direction est chargée d'intégrer les systèmes et les services d'information et de traitement pour le compte de l'Office.

Revue des développements énergétiques

Aperçu

Prix internationaux du pétrole

Au cours du premier semestre de 1986, les prix du pétrole ont connu une chute aux proportions inattendues qui a eu de profondes répercussions sur le revenu et l'emploi tant dans les régions productrices que dans les régions consommatrices. Cette baisse radicale est survenue à la fin de 1985 après que l'Arabie Saoudite eut renoncé à son rôle de producteur flottant auprès de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) pour adopter une politique visant à défendre sa part du marché pétrolier mondial. En tant que producteur flottant, l'Arabie Saoudite a volontairement freiné sa production de brut en vue de soutenir le prix du pétrole. Par suite de ce ralentissement de la production, la part que la production de l'Arabie Saoudite occupait sur le marché mondial du pétrole a baissé également, passant de 20 pour cent, en 1981, à moins de 7 pour cent en 1985. Afin de renverser le courant, l'Arabie Saoudite a constamment augmenté sa production qui, est passée de 3,2 millions de barils par jour en 1985, soit un peu plus du tiers de sa capacité, à une moyenne de 4,6 millions de barils par jour en 1986. D'autres grands producteurs étant entrés dans la course, la production totale de l'OPEP a augmenté d'environ 17 pour cent par rapport à la moyenne de 1985 et a atteint plus de 20 millions de barils par jour au début d'août. Pendant ce temps, par contre, la demande mondiale en matière de pétrole n'augmentait que de deux à trois pour cent par rapport à celle de 1985. La hausse continue de la production de l'OPEP à la fin de 1985 et pendant les huit premiers mois de 1986, alliée à une demande relativement faible sur le plan mondial, s'est traduite par une baisse radicale du prix au comptant du brut négocié sur les marchés internationaux [1], qui est passé de 28 $U.S. le baril en 1985, à 15 $U.S. en 1986, en moyenne.

Compte tenu des pressions financières croissantes causées par la baisse graduelle des revenus d'exportation, les ministres de l'OPEP se sont réunis en août 1986 pour essayer de s'entendre des limites de production afin de relancer les prix du pétrole. Les membres de l'OPEP ont convenu d'un nouveau calendrier des contingentements de la production qui devait s'appliquer en septembre et en octobre, mais qui a été prorogé jusqu'à la fin de décembre. Par réaction à cette entente, les prix au comptant du pétrole brut ont remonté, passant de 11 $U.S. par baril, à la fin de juillet, à environ 17 $U.S., à la fin de 1986.

Politique énergétique canadienne

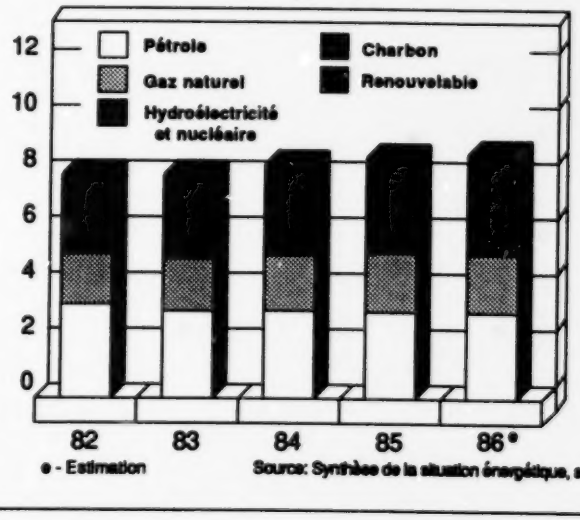
Dans le domaine de la politique énergétique intérieure, le grand événement de l'année 1986 a été la préparation de la déréglementation des prix du gaz naturel le 1er novembre 1986, mesure qui avait été prévue par l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel* intervenue le 31 octobre 1985. Depuis le 1er novembre 1986, les prix du gaz naturel sur le marché intérieur sont déterminés par voie de négociation entre les acheteurs et les vendeurs. Les utilisateurs ultimes du gaz, tels les grands

1 Les prix internationaux indiqués sont ceux du pétrole brut West Texas Intermediate, à Cushing, en Oklahoma, en dollars américains par baril.

Figure 1

Consommation d'énergie au Canada

(Petajoules)



e - Estimation

Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 1

clients industriels ou commerciaux, et les distributeurs sont libres de négocier directement avec les vendeurs.

Les mesures relatives à la tarification du gaz naturel sur le marché intérieur et à la réglementation des exportations sont traitées au chapitre des *Autres activités de l'Office* et des *Lois et règlements*.

Production, consommation et commerce de l'énergie

La croissance économique du Canada a été modeste en 1986; les investissements sont demeurés faibles en raison notamment de la baisse des prix de l'énergie. La position de force du Canada en matière d'échanges nets en 1985 s'est affaiblie au cours de l'année 1986.

La demande relative à l'énergie primaire au Canada en 1986 n'a augmenté que de 1,1 pour cent malgré la chute brutale des prix du pétrole au cours de l'année. La consommation de gaz naturel et de pétrole a légèrement baissé, tandis que la consommation totale d'électricité a augmenté de deux pour cent.

Le niveau de la production de pétrole brut demeure inchangé par rapport à 1985. L'augmentation enregistrée dans les exportations de pétrole brut en 1986 a été contrebalancée par une hausse des importations. En ce qui concerne le gaz naturel, la baisse des exportations a largement contribué à celle de la production. La production d'énergie primaire à partir des centrales hydroélectriques et des centrales nucléaires a augmenté de huit pour cent au cours de l'année.

Le volume total des exportations de pétrole, de gaz et d'électricité a été inférieur d'un pour cent à celui de 1985. La valeur de ces exportations a connu une très forte baisse de 34 pour cent, pour se chiffrer à 9,6 milliards de dollars, et le surplus commercial du Canada en matière d'énergie est passé de près de 10 milliards de dollars, en 1985, à 5,9 milliards.

Le gain de 12 pour cent réalisé au titre du volume des exportations de pétrole a été contrebalancé par les baisses respectives de 20 pour cent et de 15 pour cent enregistrées dans les exportations de gaz naturel et d'électricité.

Tableau 1

Balance commerciale du Canada en pétrole, gaz et électricité

(Pétajoules et milliards de dollars)

	1984		1985		1986[e]	
	PJ	Milliards de dollars	PJ	Milliards de dollars	PJ	Milliards de dollars
Exportations						
Pétrole[a]	1 177	6,8	1 560	9,1	1 750	6,0
Gaz naturel	809	3,9	990	4,0	790	2,5
Électricité[b]	135	1,4	149	1,4	127	1,1
Total	**2 121**	**12,1**	**2 699**	**14,5**	**2 667**	**9,6**
Importations[c]						
Pétrole[a]	702	4,3	775	4,8	918	3,7
Exportations nettes						
Total	**1 419**	**7,8**	**1 924**	**9,7**	**1 749**	**5,9**

Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

e - Estimation

a - Comprend les produits pétroliers. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.

b - L'électricité est convertie en accordant au contenu énergétique de la production d'électricité une valeur de 3,6 pétajoules par térawattheure. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.

c - Les quantités de gaz naturel et d'électricité importées sont négligeables.

Pétrole brut et produits pétroliers

Offre et demande intérieures

Le volume de pétrole brut traité par les raffineries du Canada a baissé de deux pour cent en 1986 en raison du ralentissement de la demande intérieure en matière de produits pétroliers et de la diminution des stocks de produits. Sur le plan régional, la demande relative aux principaux produits pétroliers tels que l'essence, les distillats moyens et le mazout lourd a légèrement augmenté dans l'Est du Canada, y compris en Ontario, et a baissé de deux pour cent dans l'Ouest. Une faible baisse de la demande, en ce qui concerne l'essence a fait suite à

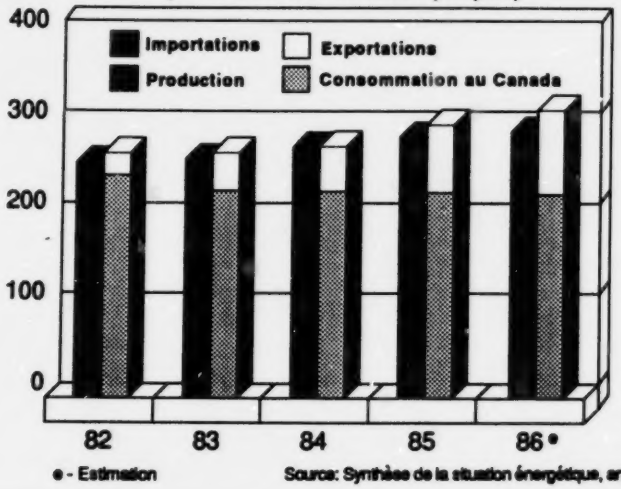
l'amélioration constante du rendement de ce carburant dans les véhicules automobiles, tandis que la demande concernant le mazout domestique a ralenti en raison de la clémence du temps ainsi que des mesures de substitution et d'économie. L'utilisation du mazout lourd a augmenté dans le secteur industriel car il coûtait moins cher que le gaz naturel. Aucun changement n'a été signalé en ce qui concerne la consommation du carburant diesel.

En 1986, le volume de pétrole brut et d'équivalents d'origine intérieure traité par les raffineries du Canada a baissé d'environ dix pour cent à cause de la disparition des subventions au transport accordées aux raffineries sitées à l'est de Montréal, de la fermeture de la raffinerie Gulf à Montréal et du ralentissement général des entrées de brut. En outre, le réseau de Pipeline Interprovincial Limitée a fonctionné à plein régime pendant la majeure partie de l'année, ce qui a entraîné la répartition des offres tant aux points d'exportation qu'aux points de livraison intérieurs. Les importations de pétrole brut, qui ont augmenté de 30 pour cent, ont compensé le ralentissement des livraisons intérieures et ont permis de répondre à une demande d'exportation accrue quant aux produits raffinés de la région de l'Atlantique; ce résultat est surtout attribuable aux accords de traitement conclus avec des acheteurs américains.

La production canadienne de pétrole brut classique, léger et moyen, à l'exclusion des diluants, a baissé de six pour cent pour se chiffrer à 148 300 mètres cubes par jour en raison surtout de la capacité restreinte des oléoducs de livrer du pétrole brut.

Figure 2

Pétrole brut et équivalents
Approvisionnements et utilisation
(Milliers de mètres cubes par jour)



• - Estimation

Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 2

En 1986 la capacité de production du pétrole brut léger qui n'a pu être utilisée à cause de la faiblesse du marché ou de la capacité restreinte des oléoducs a été de 12 200 mètres cubes par jour, alors qu'elle était d'environ 10 300 mètres cubes par jour en 1985. Dans le cas du pétrole brut lourd, y compris le bitume, la capacité de production non utilisée a été de 4 100 mètres cubes par jour, soit une hausse par rapport aux 2 500 de l'année précédente.

Grâce aux améliorations apportées à l'exploitation des sables bitumineux, la production de pétrole brut synthétique s'est accrue d'environ neuf pour cent, pour atteindre 29 200 mètres cubes par jour. L'accroissement de la production venant de la région de Cold Lake a donné lieu à une augmentation de 19 pour cent de la production de pétrole brut lourd, qui a ainsi atteint 64 500 mètres cubes par jour. La production totale de pétrole brut et d'équivalents, 249 600 mètres cubes par jour en 1986, se rapproche de celle observée en 1985, qui était de 248 000 mètres cubes par jour.

Volume des exportations

Dans le cas du pétrole brut lourd, la demande est demeurée pratiquement la même que celle des années précédentes, et l'augmentation des stocks intérieurs a permis, cette année encore, de battre des records d'exportation. Le volume de pétrole brut exporté a été en moyenne de 52 300 mètres cubes par jour et a été livré principalement dans le Midwest américain.

En outre, les exportations de pétrole brut léger vers les

Figure 3

Utilisation et importation de pétrole brut canadien - 1986

(Milliers de mètres cubes par jour)

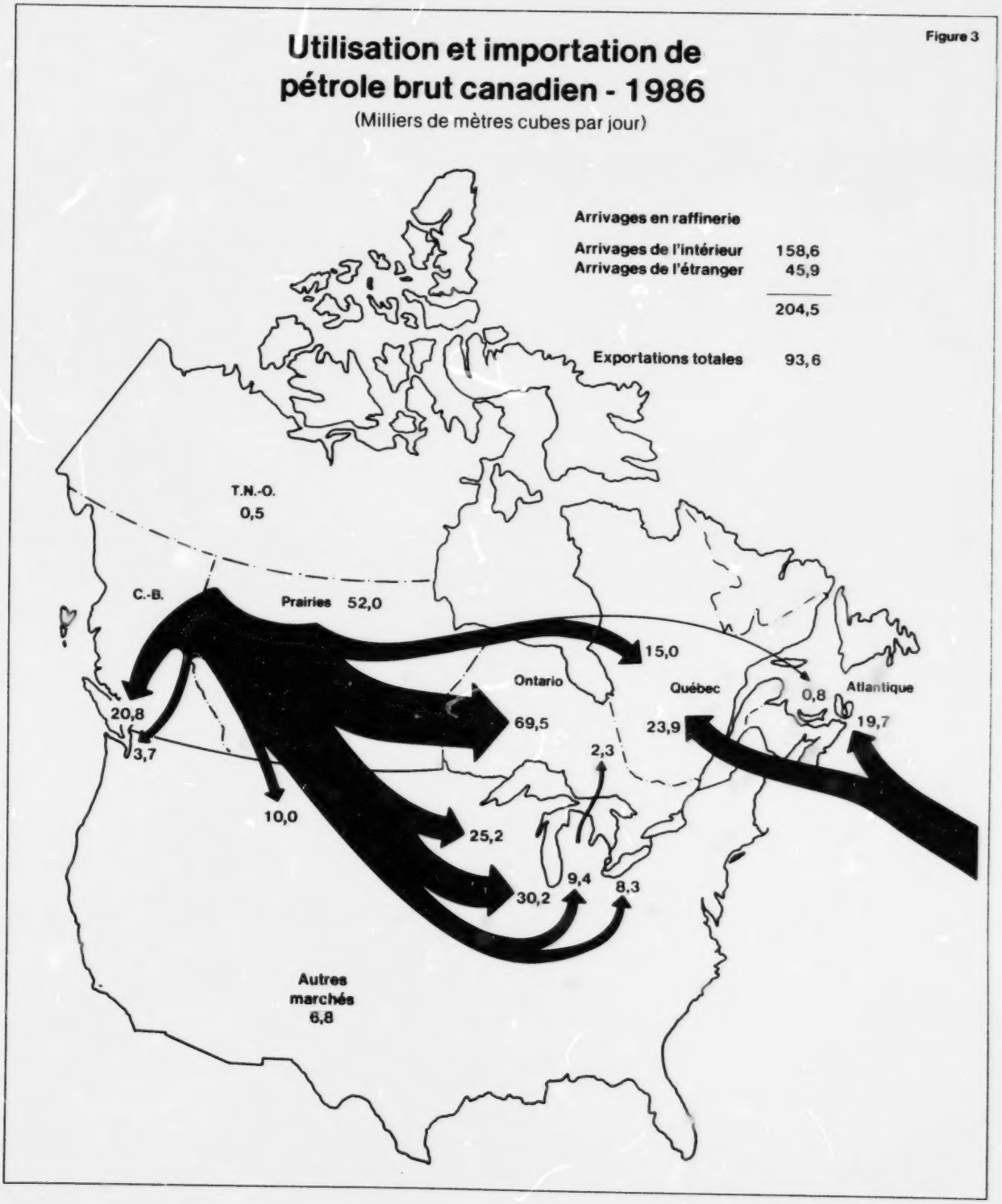


Tableau 2

Exportations de produits en 1986

(Milliers de mètres cubes)

	Essence pour moteur	Distillat moyen	Carbu-réacteur pour avion	Mazout lourd	Pétrole partiellement traité	Total
Atlantique	1 051	1 349	95	174	—	**2 669**
Québec	33	287	—	288	137	**745**
Ontario	409	711	—	869	9	**1 998**
Prairies	226	306	109	45	—	**686**
Colombie-Britannique	378	355	286	—	29	**1 048**
Total	**2 097**	**3 008**	**490**	**1 376**	**175**	**7 146**
Prix moyen à l'exportation ($/m^3)	172	170	158	112	124	

États-Unis ont beaucoup augmenté pour atteindre une moyenne d'environ 41 300 mètres cubes par jour. À la fin de 1985, l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta a établi le programme des ventes supplémentaires de pétrole en vue de permettre que le pétrole brut soit vendu à des raffineries non canadiennes une fois satisfaite la demande sur le marché primaire, qui comprend des raffineries canadiennes et américaines. En vertu de ce programme, les exportations de pétrole brut ont atteint une moyenne de 6 100 mètres cubes par jour, ce qui représente environ 15 pour cent du brut léger exporté.

Au cours du premier trimestre de 1986, les exportations de produits pétroliers ont connu une baisse qui les a ramenées à une moyenne de 16 000 mètres cubes par jour. Cette baisse a fait suite en particulier à la chute brutale des

Figure 4

Pétrole brut

Prix moyen à l'exportation f.à.b.

(Dollars canadiens le mètre cube)

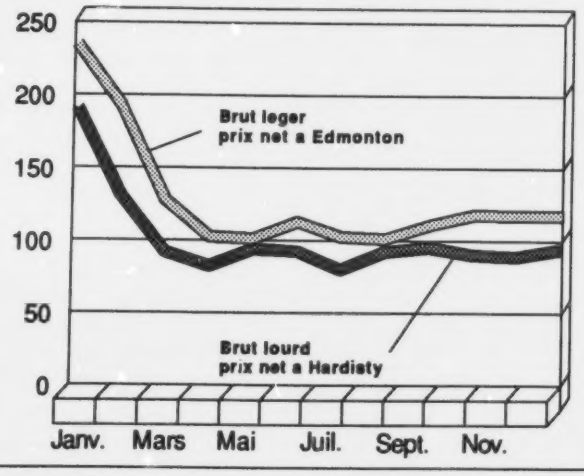
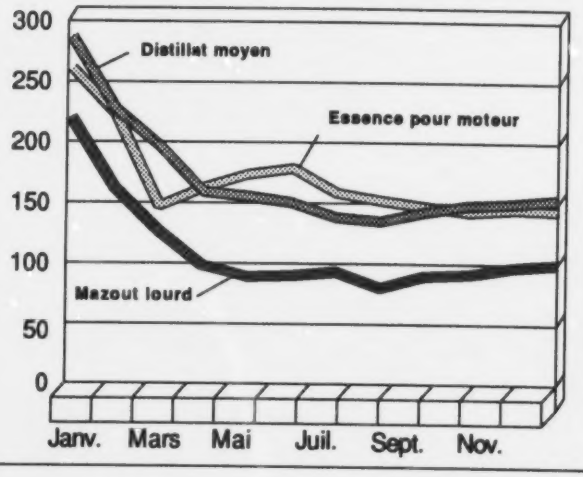


Figure 5

Principaux produits pétroliers

Prix moyen à l'exportation f.à.b.

(Dollars canadiens le mètre cube)



prix mondiaux qui s'est répercutée sur tous les marchés pétroliers. À mesure que les marchés se stabilisaient pendant le reste de l'année, les exportations de produits pétroliers augmentaient pour atteindre une moyenne de 19 500 mètres cubes par jour pour l'ensemble de l'année, soit 2 000 mètres cubes de moins que l'année précédente. Les produits pétroliers ont été exportés au-delà du continent nord-américain vers le Japon, la Corée, Hawaï, Samoa, la Nouvelle-Zélande, l'Amérique Centrale et les Caraïbes. Les États-Unis demeurent notre principal client et reçoivent environ 90 pour cent des produits exportés, vendus dans 27 États.

Le tableau 2 montre les volumes d'exportation de produits pétroliers par région et le prix moyen par produit, en 1986.

Le volume total des exportations de pétrole brut et de produits pétroliers a augmenté d'environ 17 pour cent par rapport à 1985. Tout compte fait, si l'on considère les exportations et les importations de pétrole brut de produits pétroliers, le Canada a été exportateur net d'environ 43 000 mètres cubes par jour en 1986, ce qui est semblable aux chiffres de l'année précédente. Pour plus de détails au sujet des exportations de pétrole brut et de produits pétroliers, voir les annexes 4 et 5.

Les prix à l'exportation

La chute des prix internationaux du pétrole à la fin de 1985 et au début de 1986 a entraîné une forte baisse des prix du brut et des produits pétroliers au Canada. Vers avril, les prix ont commencé à se stabiliser, mais à un niveau beaucoup plus bas. Les figures 4 et 5 montrent la chute vertigineuse des prix à l'exportation du pétrole brut et des principaux produits pétroliers en 1986.

Capacité des réseaux pipeliniers

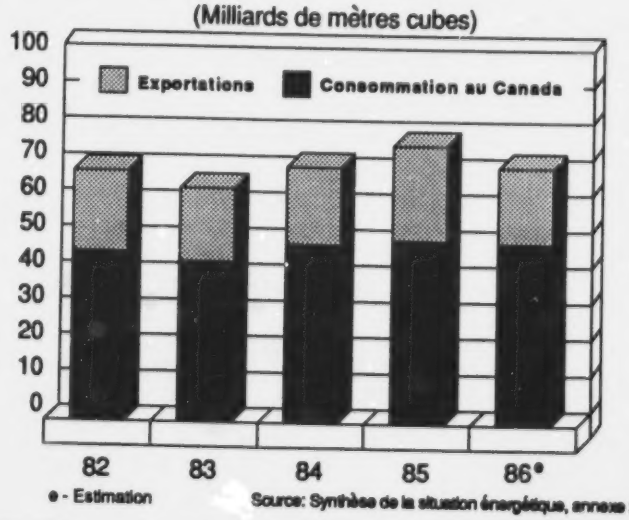
Pipeline Interprovincial Limitée transporte le pétrole brut léger et lourd des provinces productrices de l'Ouest vers les marchés intérieurs, jusqu'à Montréal, et vers les marchés d'exportation du Midwest américain. En 1986, son réseau pipelinier a fonctionné à plein régime, de sorte qu'il a fallu, pendant plusieurs mois, répartir la capacité disponible entre les expéditeurs. La société agrandit progressivement ses installations en vue d'augmenter sa capacité d'exploitation. La phase II du programme d'expansion a progressé en 1986 et la phase III a commencé avec l'approbation de l'Office. La capacité additionnelle sera mise à la disposition des expéditeurs par étape en 1987.

Figure 6

Gaz naturel

Approvisionnements et utilisation

(Milliards de mètres cubes)



e - Estimation

Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 3

Gaz naturel

Offre et demande canadiennes

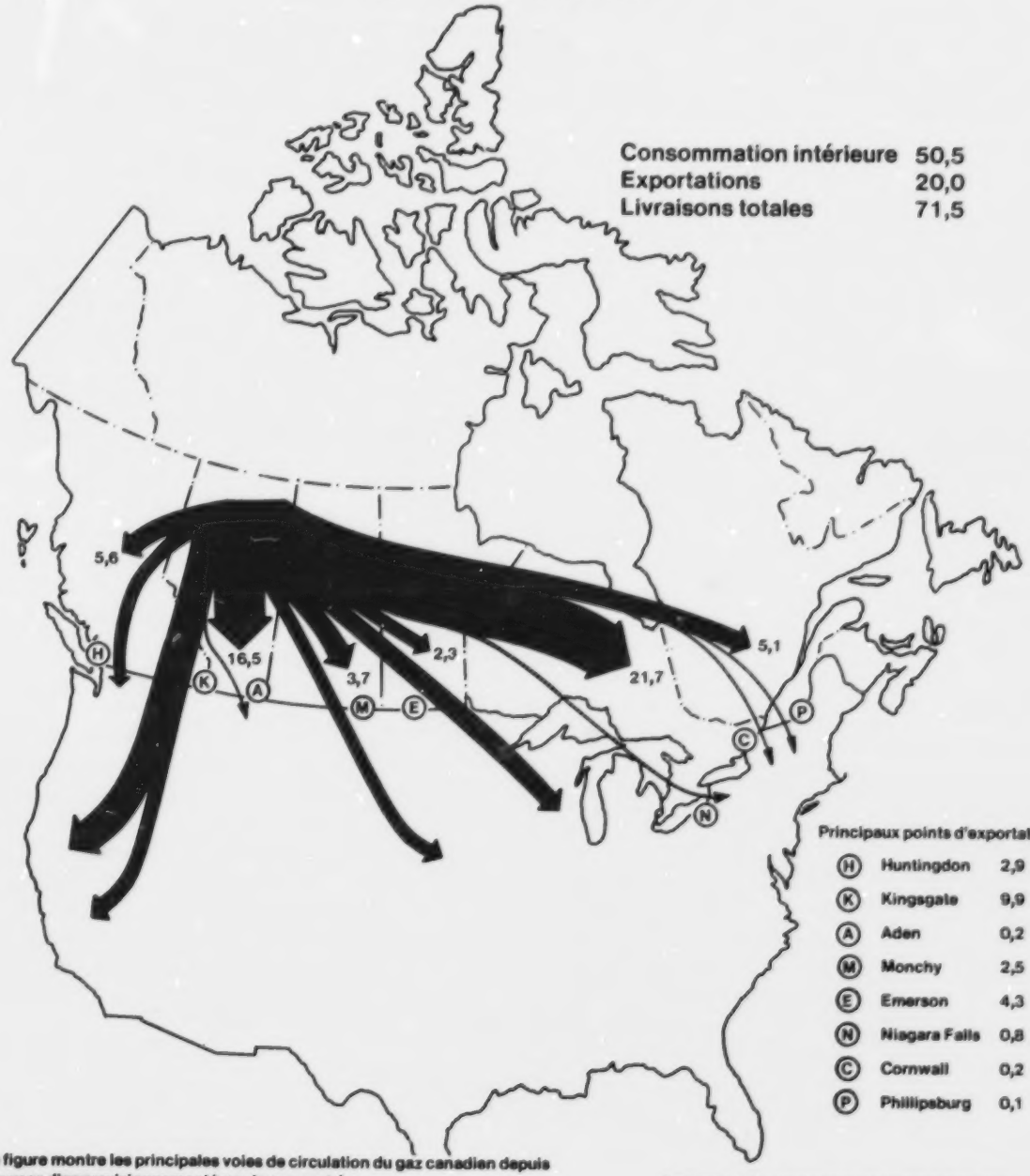
En 1986, les ventes nettes de gaz naturel au Canada ont diminué de 3,6 pour cent par rapport à 1985, pour se chiffrer à 48,3 milliards de mètres cubes. Sur les marchés industriels où s'écoule la moitié du gaz canadien, les ventes ont baissé, passant de 26,7 milliards de mètres cubes, en 1985, à 25,1 milliards en 1986.

Les prix aux points de livraison à l'est de l'Alberta ont été fixés sous le régime de la Loi sur l'administration de l'énergie jusqu'au 31 octobre 1986. Toutefois, l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz*

Figure 7

Répartition du gaz naturel 1986

(Milliards de mètres cubes)



Cette figure montre les principales voies de circulation du gaz canadien depuis les sources d'approvisionnement jusqu'aux marchés.
La largeur des flèches est proportionnelle au volume de gaz transporté en 1986.
Les chiffres de ce tableau ont été arrondis

La figure 13 est une carte qui indique l'emplacement des gazoducs réglementés par l'Office.

naturel conclue en 1985 permettait des ventes directes et des programmes de commercialisation concurrentielle grâce auxquels le gaz pouvait être vendu à un prix inférieur au prix réglementé, nommément le prix à la frontière de l'Alberta, c'est-à-dire 279,804 cents le gigajoule. D'après les estimations, en une année, 11 milliards de mètres cubes de ce gaz se sont négociés à rabais, pour une moyenne de 83 cents de moins par gigajoule que le prix à la frontière de l'Alberta. À partir de septembre, la société TransCanada PipeLines Limited a renégocié ses contrats de vente avec les distributeurs pour leur donner un rabais général de 20 cents le gigajoule sur les contrats de ventes garanties et leur accorder d'autres réductions afin de faire face à la compétition dans certains marchés précis.

Exportations

En 1986, le volume de gaz exporté a totalisé 21 milliards de mètres cubes, soit une baisse de 19,8 pour cent par rapport à 1985, et les prix à l'exportation à la frontière ont diminué de 21 pour cent pour se chiffrer en moyenne à 3,20 $ le gigajoule. L'effondrement des prix du pétrole, joint à la baisse constante des prix intérieurs du marché américain, est la cause principale de la chute brutale des prix du gaz à l'exportation. Les revenus d'exportation du gaz ont été de 2,53 milliards de dollars au total.

L'année dernière, les ventes directes à court terme se sont accrues rapidement sur le marché américain. C'est pourquoi les exportateurs canadiens s'intéressent de plus en plus aux ententes visant les ventes directes à court terme. La création de ce marché à court terme a permis aux consommateurs américains de réaliser des économies, tout en incitant les fournisseurs à long terme à offrir des contrats qui répondent mieux aux besoins du marché.

En 1986, l'Office a approuvé 94 ordonnances d'exportation de gaz à court terme contre 24 en 1985. Toutefois, une faible proportion du volume autorisé par ces ordonnances a été exportée en raison, notamment, de l'impossibilité d'accéder aux pipelines inter-États. La faible augmentation des exportations autorisées par les ordonnances à court terme a été plus que contrebalancée par la diminution des exportations autorisées par voie de licences. Pendant l'année contractuelle 1985-1986, 37 pour cent seulement du volume autorisé par les licences d'exportation ont été réellement exportés contre 55 pour cent l'année précédente.

Les restrictions à l'accès des pipelines américains ne devraient pas se maintenir. En vertu de l'ordonnance n^{o} 436 rendue par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis pour accroître la compétition dans le marché interne du gaz, la plupart des pipelines inter-États deviendront des gazoducs à "libre accès", ce qui devrait faciliter au gaz canadien l'accès aux marchés américains.

Depuis les modifications apportées le 1er novembre 1986 au régime d'établissement des prix du gaz exporté, ces prix n'ont plus à être approuvés avant d'entrer en vigueur. La section des *Autres activités de l'Office* traite de ces modifications.

À la fin de 1986, l'avenir des exportations de gaz est incertain. Très bientôt, les exportations canadiennes seront fortement touchées par les changements structurels des marchés américains, ainsi que par la nature et le rythme auxquels évolue la réglementation aux États-Unis.

À la fin de 1986, nous nous sommes inquiétés particulièrement de l'Opinion n^{o} 256 de la FERC qui interdit le recouvrement de certains frais liés au transport par pipeline tels qu'ils avaient été négociés dans les contrats d'exportation de gaz. Si cette décision était maintenue, elle pourrait faire perdre des ventes.[1]

Liquides de gaz naturel

En 1986, la production nationale nette de propane et de butanes a totalisé respectivement 4,2 millions de mètres cubes et 3 millions, ce qui représente une baisse de 4 pour cent par rapport à 1985. En ce qui concerne l'éthane, la production a été de 8 millions de mètres cubes. Les besoins intérieures en propane et en butanes ont connu une forte baisse en 1986 du fait que l'industrie pétrochimique utilise moins les liquides de gaz naturel. Le volume des exportations en mètres cubes a été de 1,3 million dans le cas du propane, de 1,4 million dans le cas des butanes et de 0,3 million dans le cas de l'éthane.

1 En janvier 1987, l'Office national de l'énergie a indiqué ses inquiétudes à cet égard dans un mémoire qu'il a déposé auprès de la Federal Energy Regulatory Commission.

Électricité

Capacité de production

En 1986, la capacité de production installée nette du Canada, en matière d'électricité, était d'environ 93 000 mégawatts au total, soit 3 pour cent de plus qu'en 1985. La capacité ajoutée représente environ 2 500 mégawatts, dont la majeure partie provient des nouvelles centrales nucléaires de l'Ontario.

Production et consommation

La production totale d'électricité en 1986 a été d'environ 455 000 gigawattheures, soit une hausse de 2 pour cent par rapport à 1985. Environ 67 pour cent de cette production proviennent des centrales hydroélectriques, 18 pour cent des centrales thermiques classiques et 15 pour cent des centrales nucléaires. Au total, la consommation intérieure en 1986 a été d'environ 422 000 gigawattheures, une hausse de 4 pour cent par rapport à 1985.

Nouvelles installations de transport

Une seule ligne internationale de transport d'électricité a été mise en service au cours de l'année. Il s'agit de la ligne de transport en courant continu à haute tension (CCHT) de ±450 kilovolts installée par Hydro-Québec pour assurer l'interconnexion avec les États de la Nouvelle-Angleterre. Cette ligne a une capacité de transfert de 690 mégawatts. C'est la première fois que s'appliquaient les règles d'approbation du tracé détaillé établies en 1983 pour donner suite à une modification apportée à la Loi sur l'Office national de l'énergie.

En outre, une nouvelle ligne interprovinciale de 500 kilovolts entre TransAlta Utilities Corporation et British Columbia Hydro and Power Authority a été mise en service pour usage commercial en janvier 1986.

Exportations

En 1986, les exportations canadiennes d'électricité se sont élevées à 35 271 gigawattheures et ont produit des revenus de 1,1 milliard de dollars. Par rapport à 1985, il s'agit d'une baisse de 15 pour cent de la quantité vendue et de 24 pour cent des revenus.

Dans nombre de cas, nos prix à l'exportation sont fondés sur le coût de l'électricité remplacée sur le marché américain. L'énergie exportée du Canada a toujours servi à remplacer celle produite au prix fort à partir du pétrole et du gaz. Toutefois, par suite de la chute des prix du pétrole et du gaz, nos exportations ont diminué largement et nos recettes, encore davantage.

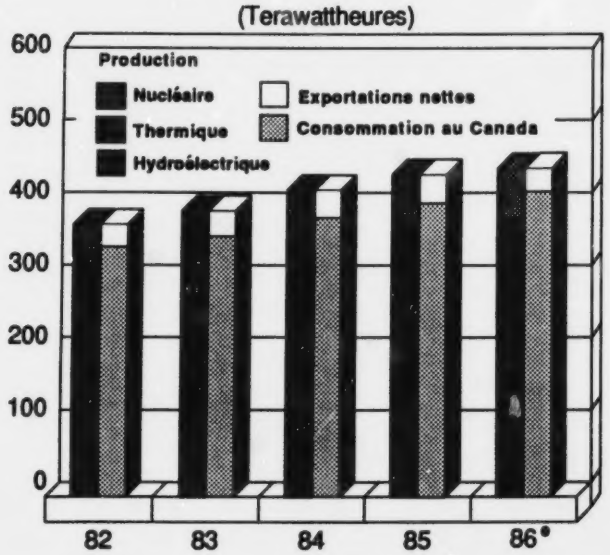
De son côté, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a pu maintenir son volume d'exportation total, mais au prix d'un revenu moindre. Le Nouveau-Brunswick exporte surtout de l'électricité produite à partir de charbon et de mazout et une certaine quantité d'énergie hydroélectrique qu'elle achète à Hydro-Québec, vers un marché où l'électricité à base de pétrole est prédominante. Les ventes d'énergie interruptible ont augmenté de 23 pour cent en 1986, mais les revenus

Figure 8

Électricité

Production et utilisation

(Terawattheures)



e - Estimation

Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 4

correspondants ont diminué de 24 pour cent.

Grâce à l'énergie hydroélectrique, moins coûteuse, les exportations totales et les revenus d'Hydro-Québec ont augmenté respectivement de 32 pour cent et de 14 pour cent. Les ventes d'énergie garantie ont augmenté de 20 pour cent sur le plan de la quantité et de 25 pour cent sur le plan des revenus. Quant aux ventes d'énergie interruptible, elles ont augmenté de 38 pour cent en quantité et de 6 pour cent seulement en revenus connexes.

Les exportations d'Ontario Hydro ont été particulièrement touchées par la baisse des prix du pétrole. L'énergie produite par Ontario Hydro à partir du charbon a perdu son avantage économique sur l'énergie à base de pétrole que l'on trouve aux États-Unis, et les exportations, tout comme les revenus ont subi une baisse de 30 pour cent.

Manitoba Hydro qui exporte vers un marché où dominent les centrales au charbon, n'a pas été touchée par la baisse des prix du pétrole. En 1986, ses ressources hydrauliques ont été excellentes et lui ont permis de maintenir un fort volume d'exportation. Les exportations ont augmenté de 24 pour cent, et les revenus correspondants, de 16 pour cent.

En Colombie-Britannique, l'état des ressources hydrauliques a été bon pour British Columbia Hydro and Power Authority et Cominco Ltd., qui ont disposé d'énergie excédentaire prête pour exportation pendant la majeure partie de l'année, mais l'accès aux marchés américains a été limité. Bonneville Power Administration qui alimente largement la côte ouest des États-Unis, y compris une partie de la Californie, a également enregistré un excédent exportable et a utilisé ses lignes de transport d'électricité qui, dans d'autres circonstances, auraient pu servir aux services publics de la Colombie-Britannique. La demande quelque peu réduite du marché californien a contribué également à la baisses des exportations. Certains services publics de la Californie ont jugé qu'il était plus rentable de tirer l'énergie de leurs propres centrales au mazout que d'en acheter à B.C. Hydro. Les exportations de la

Tableau 3

Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis
Par région ou état importateur et par province exportatrice

(Gigawattheures)

Région ou état importateur	Province exportatrice	Ventes[1]
Maine	Nouveau-Brunswick	4 799
Massachusetts	Nouveau-Brunswick	1 853
Vermont	Québec	1 472
	Ontario	329
	Total	1 801
Nouvelle-Angleterre[2]	Québec	1 386
New York	Québec	9 781
	Ontario	5 685
	Total	15 466
Michigan	Ontario	744
Minnesota	Ontario	328
	Manitoba	5 410
	Total	5 738
North Dakota	Manitoba	1 271
	Saskatchewan	110
	Total	1 381
Washington	Colombie-Britannique	522
Oregon	Colombie-Britannique	1 181
California	Colombie-Britannique	400
Total		**35 271**

1 Ne comprend pas les échanges
2 Les exportations sont destinées à la New England Power Pool. On ne peut déterminer avec précision les États qui reçoivent l'électricité.

Transferts d'électricité internationaux et interprovinciaux

Figure 9

(Gigawattheures)

Nota:

Les données sur les transferts d'électricité interprovinciaux visent la période allant du 1er novembre 1985 au 31 octobre 1986 et ont été établies à partir du bulletin mensuel "Statistique de l'énergie électrique" de Statistique Canada.

Les données sur les exportations et les importations entre le Canada et les États-Unis visent l'année 1986 et ont été établies par l'Office national de l'énergie

Colombie-Britannique ont diminué de 81 pour cent, et les revenus, de 84 pour cent.

À cause de leur lien avec les exportations, la production d'électricité et les transferts interprovinciaux sont surveillés, quoique non réglementés, par l'Office. La figure 9 montre les exportations et les importations de 1986 ainsi que les transferts interprovinciaux effectués pendant les 12 mois se terminant en octobre 1986. Le tableau 3 montre pour chaque province la destination de ces exportations. Environ 44 pour cent des exportations d'électricité étaient destinées à l'État de New York.

Les annexes relatives à l'électricité qui figurent à la fin du rapport montrent la quantité exportée en vertu de chaque licence et de chaque ordonnance. En 1986, l'Office n'a émis aucun nouveau certificat visant les lignes internationales de transport d'électricité et aucune nouvelle licence d'exportation d'électricité.

Exploration et réserves de pétrole et de gaz naturel

Travaux d'exploration et de forage

La chute des prix mondiaux du pétrole en 1986 a fortement ralenti les travaux d'exploration et de forage. En 1986, on a creusé au Canada environ 6 450 puits dont 30 au large des côtes, ce qui représente 50 pour cent du chiffre record atteint en 1985, c'est-à-dire 12 564 puits. Tout comme au cours des cinq années précédentes, les travaux de forage visaient principalement la découverte du pétrole plutôt que celle du gaz. Le tableau 4 montre la répartition des travaux de forage par région.

La diminution du nombre de travaux de forage a été provoquée en majeure partie par le ralentissement des activités de mise en valeur du pétrole lourd et du bitume en Alberta et en Saskatchewan.

Afin de soulager les producteurs de pétrole, en perte de vitesse, le gouvernement fédéral a levé la taxe sur les recettes pétrolières et gazières. De son côté, l'Alberta a créé plusieurs programmes d'aide et, tout comme la Saskatchewan, a accordé une réduction des taux des redevances et une exemption temporaire quant au versement des redevances.

Les équipes de recherches géophysiques ont été moins nombreuses en 1986 qu'en 1985, dans une proportion d'environ 42 pour cent. Parmi les installations de forage que l'on trouve au Canada, 36 pour cent seulement étaient en activité en 1986, contre 60 pour cent l'année précédente.

Colombie-Britannique

Par rapport à 1985, les travaux de forage en Colombie-Britannique ont diminué de 30 pour cent en 1986. La plupart de ces travaux ont été effectués dans le Nord-Est de la province et visaient la recherche du pétrole.

Alberta

Le nombre total des puits creusés en Alberta en 1986 révèle une baisse de 40 pour cent par rapport à 1985. À l'instar des années précédentes les travaux se sont concentrés à l'intérieur ou à proximité des zones connues pour leurs réserves de pétrole. Les activités se sont maintenues sur le

Tableau 4

Travaux de forage par région

(Nombre de puits creusés)

	1985[1]	1986[2]
Colombie-Britannique	235	172
Alberta	7 937	4 784
Saskatchewan	3 815	1 182
Manitoba	269	136
Ontario et autres provinces productrices de l'Est	204	104
Territoires et archipel Arctique (y compris la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie)	75	57
Au large de la côte est	27	17
Baie d'Hudson	2	—
Total au Canada	**12 564**	**6 452**

1. Données de l'Association pétrolière du Canada.
2. Données de la revue Oilweek.

flanc est de l'arche de Peace River, dans le Nord-Ouest de l'Alberta, où l'objectif principal était d'atteindre le pétrole des récifs du Dévonien. Dans le centre de la province, les forages à proximité des zones connues pour leurs grands récifs dévoniens ont permis de découvrir plusieurs champs de pétrole et de gaz dans des récifs plus petits.

Dans le centre-est de la province où l'on s'occupe principalement d'extraire le bitume et le pétrole lourd des sables du Crétacé, beaucoup de projets ont été réduits en importance, reportés ou annulés.

Saskatchewan

En Saskatchewan, le forage a été particulièrement touché. Alors que 3 815 puits avaient été creusés en 1985, le forage s'est limité au tiers de ce nombre en 1986. Dans le Sud-Ouest de la province, les travaux de forage peu profonds à la recherche du gaz ont maintenu un bon rythme pendant la première moitié de 1986, mais ils ont ralenti au second semestre.

La découverte de pétrole léger dans un récif pinacle winnipegosis du massif tabulaire a renouvelé l'intérêt des explorateurs pour les zones plus profondes du Sud-Est de la province. À l'instar des années précédentes, on a concentré les travaux de forage dans le centre-ouest de la province pour extraire le pétrole lourd des sables du Bas Crétacé.

Manitoba

Au Manitoba, l'objectif des travaux de forage a encore été de mettre en valeur les réserves de pétrole du Sud-Ouest de la province. Le nombre des puits creusés en 1986

Tableau 5

Estimation des réserves établies de pétrole brut classique au 31 décembre 1985

(Millions de mètres cubes)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	82,3	19,7
Alberta	2 032,0	558,2
Saskatchewan	437,0	113,7
Manitoba	34,5	10,5
Territoires du Nord-Ouest	39,9	34,2
Ontario	10,5	1,1
Total au Canada	**2 636,1**	**737,4**

Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Tableau 6

Estimation des réserves établies de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1986

(Exajoules)

	Initiales[p]	Restantes[p]
Colombie-Britannique	15,8	8,9
Alberta	113,8	65,6
Saskatchewan	3,3	2,1
Sud du Yukon et Territoires du Nord-Ouest	0,6	0,4
Ontario et autres Régions productrices de l'Est	1,3	0,5
Total	**134,8**	**77,4**
Delta du Mackenzie	5,6	5,6
Archipel Arctique	12,0	12,0
Total au Canada	**152,5**	**95,0**

Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

p —Préliminaire.

est inférieur de moitié à celui de 1985.

Terres domaniales

En 1986, 74 puits ont été creusés dans les terres domaniales du Canada, ce qui représente une baisse par rapport aux 104 creusés en 1985. Sur ce nombre, 30 ont été creusés dans les zones extra-côtières du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, de l'archipel Arctique et de la côte est. Les autres forages ont eu lieu sur la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest.

Réserves de pétrole et de gaz

D'après les estimations de l'Office, les réserves établies restantes de pétrole brut classique étaient de 737,4 millions de mètres cubes au 31 décembre 1985, soit 3,3 millions de mètres cubes de moins qu'en décembre 1984.

Par suite des découvertes, des additions et des réévaluations, les réserves établies initiales (avant la production) de pétrole brut classique ont augmenté de 67,2 millions de mètres cubes. Ces augmentations ont été enregistrées en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba.

D'après les estimations préliminaires de l'Office, les réserves établies restantes de gaz naturel dans les régions de production classique étaient de 77,4 exajoules au 31 décembre 1985, soit 1,2 exajoule de moins qu'en décembre 1984.

Les réserves établies initiales de gaz naturel ont augmenté de 2,3 exajoules, compte tenu des augmentations enregistrées en Alberta et en Saskatchewan et d'une faible diminution signalée en Colombie-Britannique.

Figure 10

Petrole brut

Additions aux réserves et production

(Millions de mètres cubes)

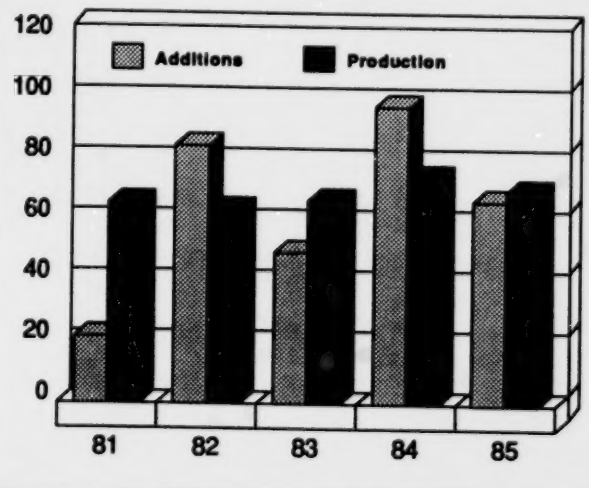
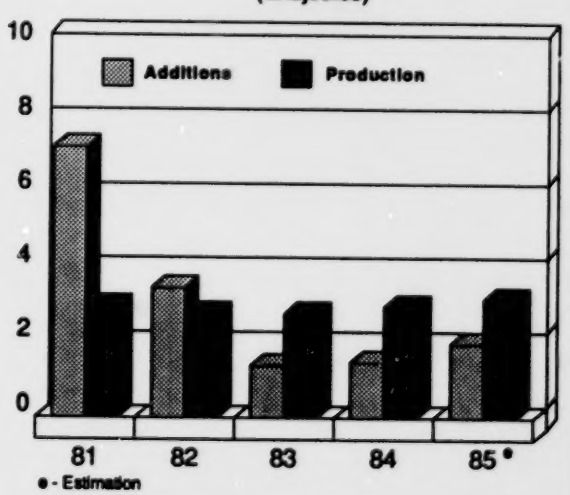


Figure 11

Gaz naturel

Additions aux réserves et production

(Exajoules)



Revue des activités de l'Office

Audiences et enquêtes publiques

De Vancouver, en Colombie-Britannique, à Fredericton, au Nouveau-Brunswick, l'Office a consacré en 1986 un total de 178 jours à 11 audiences et enquêtes publiques dont certaines ne sont pas terminées.

On trouvera ici un résumé des principales décisions rendues à la suite des audiences publiques, et des renseignements concernant les demandes dont l'Office a été saisi en 1986.

Électricité

Réglementation des exportations d'électricité

En novembre 1986, l'Office a entrepris une enquête sur la réglementation fédérale des exportations d'électricité.

L'Office a mené cette enquête à la demande du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pour lui exposer les changements que l'on pourrait apporter en vue de rationaliser et de simplifier la réglementation fédérale des exportations d'électricité.

Dans le cadre de cette enquête, l'Office a tenu une audience publique en novembre et en décembre 1986 à Ottawa, Fredericton et Vancouver. À cette occasion, 52 parties se sont fait entendre.

Au cours de l'audience publique, l'Office a entendu la preuve relative à un certain nombre de questions dont les suivantes:

- les chevauchements entre les réglementations fédérale et provinciales et les mesures propres à les éliminer;
- la méthode à utiliser pour déterminer si l'électricité à exporter est excédentaire par rapport aux besoins canadiens;
- le bien-fondé des lignes directrices appliquées actuellement par l'Office en matière de tarification;
- la durée d'application des licences qui se limite actuellement à 25 ans;
- la possibilité de réduire le nombre de renseignements à fournir pour obtenir une licence ou un certificat;
- la question de savoir si l'exportation de l'électricité produite à partir de sources énergétiques importées doit être exemptée de la réglementation de l'Office;

Grandes caractéristiques des dix principales sociétés pipelinières qui relèvent de l'Office national de l'énergie

	Valeur nette des installations 1986[1] (en millions de dollars)	Besoins en revenus de 1986 (km)	Longueur (doublements compris)	Débit réel en 1986
Gaz				($10^6 m^3$)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	13	14	176	9 560
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	771	200	1 492	4 990
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	411	82	335	2 550
TransCanada PipeLines Limited	2 635	1 224	10 631	33 750
Westcoast Transmission Company Limited	796	261	4 435	7 600
Pétrole				($10^3 m^3$)
Cochin Pipe Lines Ltd.	64	20	1 125	2 350
Pipeline Interprovincial Limitée	394	184	6 055	74 570
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	342	81	868	1 510
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	50	39	1 412	9 505
Trans-Northern Pipelines Inc.	46	26	847	8 290

1 Valeur nette des installations ou l'équivalent, y compris le fonds de roulement.

Source: Estimations préliminaires obtenues auprès des sociétés pipelinières.

- le traitement des excédents, des prix à l'exportation et d'autres questions d'intérêt public liées aux projets d'exportation à long terme qui peuvent comprendre des installations préfabriquées ou spécialisées;
- les critères applicables à la certification des lignes internationales de transport d'électricité.

L'Office s'attend à présenter son rapport au ministre vers le milieu de 1987.

Exportations d'Hydro-Québec à New England Utilities

En décembre 1985, Hydro-Québec a demandé une licence à l'Office pour exporter à New England Utilities 70 terawattheures d'énergie électrique, c'est-à-dire 70 milliards de kilowattheures, sur une période de 10 ans à compter de 1990. Pour transporter cette énergie, Hydro-Québec se propose d'utiliser sa ligne internationale à courant continu de ±450 kilovolts qui se termine au poste Des Cantons, près de Sherbrooke, au Québec.

À la fin de l'année, la demande était encore incomplète, mais l'Office s'attend à ce que cette lacune soit comblée et prévoit de tenir une audience sur cette question au printemps de 1987.

Droits et tarifs

Westcoast Transmission Company Limited - Droits

En décembre 1985, Westcoast a demandé l'approbation de nouveaux droits qui devaient entrer en vigueur le 1er janvier 1986. Cette demande faisait suite à la décision rendue par l'Office en

L'année en bref

Gaz naturel

- Délivrance de 100 ordonnances visant les exportations et les importations à court terme et de 40 ordonnances visant le transport du gaz naturel dans les marchés interprovinciaux.
- Rationalisation de la marche à suivre pour mettre en application *l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel.*
- Adoption d'une nouvelle méthode de calcul des excédents de gaz, relativement à son exportation; décision de réviser globalement cette méthode en tenant compte de l'évolution rapide du marché du gaz.
- Délivrance d'une licence autorisant Shell Canada à exporter, sur 11 ans, 7,1 milliards de mètres cubes de gaz de l'Alberta à la Nouvelle-Angleterre.
- Prolongation de licences accordées à Alberta and Southern et à ProGas relativement à l'exportation de 27,5 milliards de mètres cubes de gaz qui, dans la négative, n'auraient pu être exportés.

Pétrole

- *Délivrance de 95 ordonnances visant l'exportation de pétrole à court terme.*
- *Approbation accordée à Newfoundland Processing, en vertu d'une entente sur le traitement du pétrole importé, d'exporter des produits pétroliers de la raffinerie Come-by-Chance.*

Électricité

- Commencement de la révision complète de la réglementation fédérale en matière d'exportation d'électricité, y compris des chevauchements entre les règlements fédéraux et les règlements provinciaux.

Pipelines

- Confirmation d'une décision visant à permettre à Pipeline Interprovincial Limitée d'installer un terminus de propane à Flamborough, en Ontario.
- Approbation donnée à Pipeline Interprovincial Limitée d'installer une canalisation de 540 kilomètres entre Regina, en Saskatchewan, et Gretna, au Manitoba; les travaux étaient presque finis à la fin de 1986.
- Audition de la demande présentée par Cyanamid en vue de la construction d'une courte canalisation entre le réseau de TransCanada PipeLines Limited et l'usine de Cyanamid, afin de "contourner" les installations du distributeur local; confirmation de la compétence administrative de l'ONÉ sur ce pipeline en janvier 1987 et approbation de la demande présentée par Cyanamid.
- Confirmation de la compétence administrative de l'ONÉ sur une partie du terminus et des installations de stockage de propane exploitées par Dome Petroleum, à Windsor, en Ontario.
- Publication d'un rapport d'enquête recommandant d'accroître la sécurité et la protection des employés et du public à la suite d'un accident mortel survenu dans les installations d'Interprovincial, en Alberta.

Réglementation des droits

- Révision de l'accès aux services de transport par le réseau de TransCanada, suivie d'une libéralisation d'accès au réseau du gaz acheté directement aux producteurs par les utilisateurs ultimes; décision déclarant inapproprié le dédoublement des frais liés à la demande imposés aux acheteurs directs; recommandation que les producteurs de l'Alberta vendant directement le gaz non contractuel supportent une partie des frais financiers de TOPGAS payés par les producteurs du réseau.
- Autorisation des nouveaux droits de Gazoduc Trans Québec et Maritimes relatifs à l'année 1986, qui tiennent compte d'un rendement de l'avoir propre de 13,5 pour cent.
- Autorisation des nouveaux droits de Trans Mountain Pipe Line, qui tiennent compte d'un rendement de l'avoir propre de 14,25 pour cent en 1986 et de 14 pour cent en 1987.
- Autorisation des nouveaux droits de Westcoast Transmission relativement à 1986, qui tiennent compte d'un rendement des capitaux propres de 13,75 pour cent.

Contentieux

- La Cour d'appel fédérale a rejeté une demande présentée par la bande Chippewas de Sarnia à la suite d'une décision de l'Office qui avait autorisé la construction d'un pipeline.
- La même Cour a rejeté une demande présentée par TransCanada PipeLines d'en appeler de la décision de l'Office qui avait établi une nouvelle méthode de calcul des droits.
- Cette Cour a aussi jugé que l'Office n'a pas compétence pour adjuger des frais, sauf dans les cas prévus par la Loi en ce qui concerne les audiences sur le tracé détaillé.

Études

- Publication d'une importante étude sur l'offre et la demande en matière d'énergie au Canada jusqu'en 2005.

1985 de changer la méthode de détermination des droits de Westcoast en la faisant passer d'un régime de droits variables à un régime de droits fixes.

Par une ordonnance rendue en décembre 1985, l'Office a autorisé les nouveaux droits, à titre provisoire, en y apportant quelques rajustements.

L'audience publique tenue au sujet de la demande a commencé en mars 1986 et a duré 44 jours. Elle a porté en grande partie sur la conception des droits et les questions tarifaires.

Par une décision rendue en août 1986, l'Office a autorisé un coût de service de 253 millions de dollars, soit 36 millions de dollars de moins que le coût demandé par Westcoast. (Par suite des rajustements apportés subséquemment, le coût du service est passé à 259 millions de dollars.) L'Office a approuvé également un rendement de 13,75 pour cent des capitaux propres tandis que Westcoast avait demandé un rendement de 14 pour cent.

En octobre, Westcoast a demandé que six points de la décision de l'Office fassent l'objet d'une révision. Après avoir reçu les observations des parties intéressées, l'Office a rejeté la demande de révision quant à quatre points et a reporté les deux autres points à la prochaine audience sur les droits de Westcoast. (Pour plus de détails, voir *Poursuites judiciaires*.)

En novembre, la Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée a demandé également que la décision de l'Office soit partiellement révisée parce que cette révision l'aurait obligée, semble-t-il, à payer environ 1,9 million de dollars de trop. À la fin de l'année, cette demande était encore à l'étude.

En décembre 1986, Westcoast a présenté sa demande d'approbation des droits de 1987. La société a demandé que les droits en question soient applicables, à titre provisoire, à compter du 1er janvier 1987. L'Office a approuvé la demande.

TransCanada PipeLines Limited - Accès aux services

L'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel* conclue le 31 octobre 1985 entre le gouvernement fédéral et les provinces productrices prévoit, dans le cas du gaz naturel, des ventes directes aux prix et aux conditions librement négociés entre les producteurs, d'une part, et les distributeurs ou grands clients industriels, d'autre part.

Le paragraphe 7 de cette entente se lit comme suit:

" Afin de permettre à ce régime de tarification axé sur le marché de fonctionner dans le cadre de l'entente, les gouvernements demandent à l'Office national de l'énergie d'étudier:

i) si le déplacement d'un volume de gaz par un autre ne pourrait pas entraîner une répétition inappropriée des frais liés à la demande;

ii) si la politique d'accès au service-T, telle qu'elle est exposée par l'Office dans les Motifs de la décision relative au tarif de transport de TransCanada PipeLines Limited, est encore appropriée, compte tenu notamment des opinions des parties intéressées sur le partage équitable des frais de gaz à prendre ou payer".

En réponse à cette demande, l'Office a tenu une audience publique au cours de laquelle les points pertinents de la décision rendue en septembre 1985 au sujet des droits de TransCanada ont été révisés. L'audience a commencé en janvier et s'est terminée en avril, après 44 jours.

Dans sa décision de mai 1986, l'Office a déclaré que la substitution d'un volume de gaz par un autre entraînait effectivement un dédoublement des frais liés à la demande et que ce dédoublement était inapproprié. Cette situation se produit lorsqu'un client se procure de nouveaux approvisionnements par achat direct, alors qu'il achetait du gaz par l'intermédiaire d'un distributeur auparavant. Il doit alors verser des frais liés à la demande à TransCanada pour le transport des nouveaux approvisionnements et il est tenu, en vertu des règlements provinciaux, de verser aux distributeurs des frais liés à la demande qui concernent le volume de gaz remplacé.

L'Office a décidé d'appliquer, à compter du 1er novembre 1986, un nouveau régime de conception des droits et d'allocation des coûts basé sur l'établissement des "volumes de demande opérationnels" (VDO) afin de déterminer les droits sur la demande. Pour chaque distributeur, le volume de demande opérationnel est établi tel qu'il est précisé par la demande contractuelle dans le contrat avec TransCanada, moins le volume total de gaz substitué

par vente directe dans sa zone de concession. En juillet 1986, TransCanada en a appelé de cette partie de la décision de l'Office. L'appel a été rejeté en novembre. (Pour plus de détails, voir les *Poursuites judiciaires.*)

En outre, l'Office a décidé de supprimer la "condition de substitution" prévue par les grilles de droits de transport de la compagnie. En vertu de cette condition, les acheteurs directs ne pouvaient pas avoir de service de transport lorsque le gaz qu'ils voulaient faire transporter devait se substituer à celui déjà fourni par TransCanada.

L'Office a de plus recommandé aux parties à l'entente que les producteurs de l'Alberta qui utilisent le réseau de TransCanada pour expédier du gaz non contractuel supportent pendant trois ans, à compter du 1er novembre 1986, une partie des frais financiers versés à TOPGAS par les producteurs du réseau de TransCanada. TOPGAS est un consortium d'établissements financiers qui a avancé des fonds aux producteurs de TransCanada pour payer les volumes de gaz à payer qu'on en prenne livraison ou non, et qui n'ont pas été pris. Par la suite, cette recommandation a été mise en application par le gouvernement de l'Alberta.

TransCanada PipeLines Limited - Droits

En février 1986, TransCanada a demandé l'autorisation d'appliquer de nouveaux droits à compter du 1er novembre 1986 et de rendre provisoires les droits en cours à compter du 1er août 1986.

Compte tenu des vues de TransCanada et des parties intéressées, l'Office a approuvé que les droits deviennent provisoires à compter du 1er août. En outre, l'Office a décidé que l'année d'essai servant à l'établissement des droits devait coïncider avec l'année financière de la compagnie qui, en ce qui concerne TransCanada, correspond à l'année civile. Par conséquent, l'Office a ordonné à TransCanada de présenter une nouvelle demande d'approbation de droits visant la période allant du 1er août au 31 décembre 1986 et celle allant du 1er janvier 1987 au 31 décembre 1987.

L'audience publique portant sur les nouveaux droits a commencé le 30 septembre 1986 et se poursuit en 1987. L'audience porte également sur plusieurs autres questions importantes dont l'affectation, aux fins de l'établissement des droits, du coût de service de Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc., l'application du régime des volumes de demande opérationnels (VDO), des questions connexes qui découlent de la décision sur l'accès aux services du réseau de TransCanada, et diverses demandes d'ordonnances finales présentées en vertu du paragraphe 59(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie obligeant TransCanada à fournir des services de transport dans le cas de certains achats directs.

À l'occasion de l'audience, l'Office a rendu deux ordonnances concernant l'application du régime VDO. En vertu de l'ordonnance TG-5-86 rendue en décembre 1986, l'Office a autorisé TransCanada à rembourser aux distributeurs, pour répercussion ultérieure sur les expéditeurs, les revenus perçus auprès des expéditeurs qui avaient été reportés jusqu'au 31 octobre 1986, dans le cas du gaz expédié en vertu des ordonnances rendues conformément au paragraphe 59(2) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. L'ordonnance TG-5-86 prévoit également un autre remboursement en janvier 1987 dans le cas des revenus qui avaient été reportés entre les 1er novembre et 31 décembre 1986.

L'ordonnance TGI-57-86 établit, à titre provisoire, les volumes de demande opérationnels (VDO) qui doivent être utilisés pour le calcul des droits et des tarifs à compter du 1er janvier 1987. Grâce à l'établissement des VDO et de la méthode qui permet de les approuver en même temps que les demandes éventuelles relatives au paragraphe 59(2), il n'est plus nécessaire de reporter les revenus perçus auprès des expéditeurs à cause du dédoublement des frais liés à la demande pour les rembourser ultérieurement à ces mêmes expéditeurs.

En novembre 1986, l'Office a fait savoir aux parties qu'il avait l'intention de régler au cours de l'audience toutes les demandes d'ordonnances finales présentées en vertu du paragraphe 59(2). En décembre, l'Office a publié l'ordonnance de modification AO-1-RH-3-86 dans laquelle il a établi la marche à suivre pour traiter ces demandes sur réception de mémoires déposés par écrit.

L'Office devrait rendre sa décision au sujet de toutes ces questions vers le milieu de 1987.

Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc. - Droits

Le 28 février 1986, Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc. a demandé l'autorisation d'appliquer de nouveaux droits à compter du 1er janvier 1986. Ces nouveaux droits devaient remplacer les droits provisoires autorisés en décembre 1985.

En même temps, Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc. demandait que l'audience publique porte uniquement sur les éléments qui, de l'avis de l'Office, n'étaient pas justes et raisonnables. En réponse, l'Office a décidé qu'il traiterait toutes les questions relatives au taux de rendement au cours d'une audience publique qui comprendrait une plaidoierie orale sur toutes les questions, et que toutes les autres questions seraient examinées par voie de mémoires écrits. L'audition des questions liées au taux de rendement a duré quatre jours.

En vertu de la décision publiée en août 1986, l'Office a autorisé un droit mensuel de 6,8 millions de dollars et un rendement de l'avoir propre de 13,5 pour cent. La société Gazoduc Trans Québec et Maritime Inc. avait demandé un rendement de l'avoir propre de 15,25 pour cent.

Trans Mountain Pipe Line Company - Droits

En février 1986, Trans Mountain Pipe Line a demandé l'autorisation d'appliquer de nouveaux droits au transport du pétrole brut et des produits pétroliers. La société a également demandé à l'Office de ne pas tenir une audience publique sur cette question. En retour, l'Office a décidé de traiter cette demande au moyen de mémoires écrits.

Les nouveaux droits approuvés par l'Office sont entrés en vigueur le 1er novembre 1986. Ils étaient inférieurs d'environ 4,5 pour cent aux droits qui étaient en vigueur en 1985.

Avant d'approuver les nouveaux droits, dans sa décision de septembre 1986, l'Office avait révisé les prévisions concernant le débit total en 1986 afin de tenir compte d'une augmentation prévue des exportations et d'un coût de service de 40,1 millions de dollars, soit 1,7 million de moins que le coût de service demandé par la Trans Mountain.

L'Office a approuvé également un rendement moyen de l'avoir propre de 14,25 pour cent pour 1986 et de 14 pour cent pour les années subséquentes. La compagnie avait demandé un rendement de 15,5 pour cent.

En octobre, Trans Mountain a demandé à l'Office de réviser sa décision en ce qui concerne les prévisions approuvées relativement au débit du pipeline et les estimations relatives aux dépenses en combustible et en électricité. Cette demande a été rejetée.

Toujours en octobre, l'Office de commercialisation du pétrole de l'Alberta a demandé à l'Office de réviser sa décision en ce qui concerne la méthode à utiliser par Trans Mountain pour attribuer les sommes précises à rembourser aux expéditeurs. L'Office a accepté de faire cette révision et de modifier la méthode de remboursement en tenant compte d'une proposition faite par Trans Mountain.

Pipeline Interprovincial Limitée - Droits

En décembre 1986, l'Office a commencé une audience publique au sujet des nouveaux droits que la compagnie Pipeline Interprovincial voulait faire approuver pour le transport du pétrole brut et des autres hydrocarbures liquides à compter du 1er janvier 1987. L'Office a alors approuvé les droits provisoires que la compagnie pouvait percevoir à compter du 1er janvier 1987.

Au cours de l'audience, l'Office a examiné également la méthode d'établissement des droits proposée par Pipeline Interprovincial pour le transport du propane de Sarnia à Millgrove, en Ontario, et la méthode de calcul qui conviendrait à l'adaptation éventuelle du tronçon Sarnia-Montréal au transport des liquides de gaz naturel.

L'audience se poursuit en 1987 et la décision devrait être rendue vers le milieu de l'année.

Installations pipelinières

Cochin Pipe Lines Ltd./Dome Petroleum Limited

En octobre et en novembre 1985, l'Office a tenu une audience publique pour étudier la question de l'accès au terminus et aux installations de stockage du propane à Windsor, en Ontario. Certains expéditeurs du réseau exploité par Cochin Pipe Lines Ltd. s'étaient plaints du fait qu'ils n'avaient pas accès aux installations de stockage de Dome Petroleum Limited. L'Office a tenu une audience pour bien s'assurer que cette question relevait de sa compétence et examiner les

besoins en installations de stockage, à court ou à long termes, à Windsor.

En février 1986, l'Office a déclaré dans ses Motifs de décision que les installations de Windsor relevaient en partie de sa compétence. Quant à la question de savoir s'il en fallait de nouvelles, à court et à long termes, l'Office a jugé que la preuve produite à ce sujet n'était pas concluante. Il a donc décidé de ne pas prendre d'autres mesures. (Pour plus de détails, voir *Poursuites judiciaires.*)

Pipeline Interprovincial Limitée - Flamborough

En mai 1983, l'Office avait autorisé Pipeline Interprovincial Limitée à installer, entre autres choses, un terminus de propane dans la région de Flamborough, près de Burlington, en Ontario.

Plus tard, en 1983, l'Office a tenu une audience publique pour entendre les questions soulevées par les autorités locales et les propriétaires fonciers de Flamborough au sujet de l'emplacement du terminus. L'audience s'est poursuivie en 1984, mais la compétence de l'Office ayant été contestée et le comité chargé de l'audience ayant été accusé de parti pris, elle a été suspendu le temps nécessaire pour que la Cour d'appel fédérale et la Cour suprême tranche ces points de droit.

À la suite de cette procédure judiciaire où les appelants ont été déboutés, l'Office a continué de tenir l'audience à Burlington, Oakville et Ottawa, en Ontario, au printemps et à l'été de 1985.

En janvier 1986, l'Office a publié ses Motifs de décision dans lesquels il a réitéré sa décision au sujet de l'installation du terminus de propane à Flamborough.

Le 7 février 1986, l'Office a reçu un avis lui demandant la permission d'en appeler de sa décision. (Voir *Poursuites judiciaires.*)

Dans une affaire connexe traitée en octobre 1985, l'Office s'en était remis à la Cour d'appel fédérale pour statuer sur sa compétence quant à l'adjudication des frais devant être payés par Interprovincial aux diverses parties en cause.

La Cour d'appel fédérale a rendu sa décision au sujet de l'adjudication des frais en juin 1986. (Pour plus de détails, voir *Poursuites judiciaires.*)

Pipeline Interprovincial Limitée - Expansion

En novembre 1985, Interprovincial avait demandé l'autorisation d'agrandir les lignes 1 et 3 de son pipeline entre Regina, en Saskatchewan, et Gretna, au Manitoba, afin de satisfaire à la demande en matière de débit prévue pour 1988 et les années subséquentes.

Le programme d'agrandissement de la ligne 1, qui transporte les produits raffinés et les produits de vapeur à haute pression, comprenait l'installation d'une nouvelle canalisation de 540 kilomètres de longueur entre Regina, en Saskatchewan, et Gretna, au Manitoba, et la modification des stations de pompage. Quant à la ligne 3, qui transporte le pétrole brut, léger, moyen et lourd, elle devait être prolongée de huit kilomètres grâce à l'agrandissement de cinq de ses doublements.

Après avoir fait l'objet d'une audience en février 1986, cette demande a été approuvée par l'Office dans la décision publiée en mai 1986.

Cyanamid Canada Pipeline Inc. - Installations

En août et en septembre 1986, l'Office a tenu une audience publique au sujet de deux demandes présentées par Cyanamid Canada Pipeline Inc., filiale de propriété exclusive de Cyanamid Canada Inc. Les dirigeants de Cyanamid Pipeline avaient demandé l'autorisation, en vertu de l'article 49 de la Loi, de relier leur usine de Welland (Ontario) au réseau de TransCanada en construisant un tronçon de six kilomètres à partir de la station de Black Horse. Ce pipeline permettrait de contourner avantageusement les installations actuelles dont The Consumers' Gas Company Ltd. est le propriétaire exploitant. Les dirigeants avaient demandé également à l'Office, en vertu du paragraphe 59(3) de la Loi, d'ordonner à TransCanada de relier son réseau au pipeline que la Cyanamid projetait de construire.

Les deux questions principales qui se sont posées au cours de l'audience étaient de savoir si le pipeline projeté par la Cyanamid relevait de la compétence de l'Office et si, le cas échéant, cette canalisation de dérivation était justifiée sur le plan de l'intérêt public.

À la fin de l'année civile, l'Office n'avait pas encore publié ses Motifs de décision[1].

Exportations de gaz naturel

Méthode de calcul des excédents

À la fin de 1985, l'Office avait tenu la phase I de l'Audience générale sur les exportations de gaz de 1985 à Calgary et à Ottawa. Cette phase portait sur la méthode utilisée par l'Office pour déterminer les excédents exportables de gaz naturel canadien.

En mai 1986, l'Office a publié ses Motifs de décision dans lesquels il a déclaré qu'il avait décidé d'adopter une nouvelle méthode de calcul des excédents, soit la méthode du ratio réserve-production.

D'après cette méthode, on détermine l'excédent potentiel maximal en maintenant un ratio de 15 entre les réserves et le total de la production annuelle. La méthode tient compte des estimations concernant les additions annuelles aux réserves et des prévisions concernant la demande canadienne et les exportations en vertu des autorisations en vigueur. Elle tient compte également de la future capacité de production annuelle.

L'Office n'est pas passé aux autres phases de l'audience générale. Cependant, comme il est indiqué ailleurs dans le présent rapport, les demandes relatives à l'exportation du gaz naturel ont été examinées par l'Office une par une.

Par la suite, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé à l'Office, dans une lettre du 29 octobre 1986, de lui exposer, conformément à l'article 22 de la partie II de la Loi sur l'Office national de l'énergie, les répercussions que l'instabilité des marchés du gaz naturel canadien pourrait avoir sur sa méthode de calcul des excédents et de l'informer des mesures qu'il comptait prendre pour faire face à l'évolution rapide de ces marchés.

Par une lettre du 4 novembre 1986, l'Office a fait savoir au ministre qu'il entendait faire une révision globale de sa méthode établie de calcul des excédents de gaz naturel.

L'Office a annoncé, dans une lettre du 18 décembre 1986, les questions qu'il aimerait traiter et les délais de présentation des mémoires écrits. Dans le cadre de cette révision, l'Office va tenir une audience au printemps de 1987.

Petro-Canada In

Le 21 avril 1986, Petro-Canada Inc. a demandé une licence pour exporter du gaz naturel vers la Californie. Cette demande devait faire l'objet d'une audience à Calgary à compter du 17 juin 1986.

Par une lettre du 10 juin, la société Petro-Canada a fait savoir à l'Office qu'elle était encore à négocier les dispositions commerciales et que sa demande initiale pouvait être, par conséquent, largement modifiée. L'audience a été contremandée le 12 juin 1986.

Alberta and Southern Gas Co. Ltd. - Unification et prolongation des licences d'exportation du gaz

La compagnie Alberta and Southern Gas Co. Ltd. a demandé à l'Office d'unifier sept de ses licences d'exportation et de prolonger la durée d'application de la licence ainsi constituée jusqu'au 31 octobre 1994, afin qu'elle puisse récupérer le "gaz immobilisé", c'est-à-dire les exportations autorisées précédemment, mais qui n'ont pas eu lieu.

Cette demande a fait l'objet d'une audience publique en septembre 1986 et a été approuvée en novembre avec la publication des Motifs de décision de l'Office.

ProGas Limited - Unification et prolongation de licences d'exportation du gaz

En mars 1986, la compagnie ProGas Limited a demandé à l'Office d'unifier deux de ses licences d'exportation et de prolonger la durée d'application de la nouvelle licence de 1989 à 1994 afin qu'elle puisse récupérer le gaz immobilisé. Cette prolongation ne devait pas influer sur les exportations totales autorisées par les anciennes licences, soit 18,1 milliards de mètres cubes.

L'Office a approuvé l'unification des deux licences en juin 1986 et a tenu une audience publique en

---

1 Les Motifs de décision, datés de décembre 1986, ont été publiés en 1987. Dans sa décision, l'Office a déclaré que le pipeline projeté relevait de sa compétence. Il a ajouté qu'il avait hésité à autoriser la construction d'une installation supplémentaire, mais que cette canalisation de dérivation était justifiée sur le plan de l'intérêt public. En février 1987, Union Gas Limited et The Consumers' Gas Company Ltd. a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'en appeler de la décision prise par l'Office.

septembre 1986 au sujet de la prolongation demandée.

En octobre 1986, l'Office a publié ses Motifs de décision approuvant la prolongation de la durée d'application de la licence unifiée.

Shell Canada Limitée - Licence d'exportation de gaz

En juin 1986, Shell Canada Limitée a demandé une licence pour exporter du gaz naturel à partir de Niagara Falls, en Ontario, et de Highwater, au Québec. La durée d'application de la licence devait être de 11 ans et 5 mois, et le volume d'exportation autorisé, de 7,1 milliards de mètres cubes.

L'Office a tenu une audience publique sur la question en octobre 1986 et a publié ses Motifs de décision en novembre 1986 pour accorder à Shell la licence demandée.

Shell Canada a fait une demande distincte pour obtenir l'autorisation d'adapter le pipeline Portland-Montréal au transport du gaz naturel et cette demande a été agréée par l'Office en décembre 1986.

ProGas Limited - Licence d'exportation de gaz

En novembre 1986, l'Office a décidé de tenir une audience publique en janvier 1987 pour entendre la demande présentée par ProGas Limited en vue d'obtenir une nouvelle licence qui lui permettrait d'exporter du gaz naturel à Ocean State Power pendant une vingtaine d'années, à partir de Niagara Falls. Ce gaz alimenterait la nouvelle centrale électrique à cycle combiné que la société Ocean State se propose de construire à Burrillville, dans le Rhode Island. Le volume d'exportation irait jusqu'à 517 millions de mètres cubes par année à compter de mai 1989. L'Office devrait rendre sa décision au sujet de la demande de ProGas au début de 1987.

Projet Venture Gas - Exportation de gaz

En juillet 1985, les promoteurs du projet Venture Gas c'est-à-dire Mobil Oil Canada Ltd., Petro-Canada Inc., Texaco Canada Resources Ltd. et Nova Scotia Resources (Ventures) Limited, ont demandé des licences pour exporter du gaz naturel de la région de Sable Island vers le Nord-Est des États-Unis.

Après avoir étudié la position des parties intéressées, l'Office a décidé en août d'entendre ces demandes séparément plutôt que de les traiter dans le cadre de l'Audience générale sur les exportations de gaz de 1985, déjà mentionnée.

Telles qu'elles ont été présentées, les demandes de Venture Gas ne sont pas complètes. L'Office attend d'être mieux informé avant de procéder à l'audience.

Projet Alberta Northeast Gas - Exportation de gaz

De concert avec TransCanada PipeLines Limited, ProGas Limited, ATCOR Limited et AEC Oil and Gas Company, la société Alberta Northeast Gas, Ltd. ont demandé à l'Office, en novembre 1986, d'unifier et de prolonger l'application de trois licences existantes et de leur accorder de nouvelles licences pour exporter du gaz naturel vers le Nord-Est des États-Unis.

À cette occasion, ces sociétés ont demandé à l'Office l'autorisation d'exporter 61 milliards de mètres cubes de gaz naturel à 19 distributeurs de la Nouvelle-Angleterre, de New York et de New Jersey. Ces exportations se feraient pendant 15 ans à compter du 1er novembre 1988. Sur le volume en question, la société TransCanada est autorisée à exporter 31 milliards de mètres cubes en vertu des licences GL-84, GL-85 et GL-88 qu'elle détient actuellement.

Le gaz naturel serait exporté à partir de Niagara Falls et d'Iroquois, en Ontario.

L'Office tiendra une audience publique au sujet de cette demande en février 1987.

L'Office s'attend à ce que TransCanada lui demande par la suite l'autorisation de construire de nouvelles installations, dont un gazoduc pour transporter le gaz naturel d'Iroquois jusqu'à la frontière internationale. Le coût total de ces installations pourrait être de 250 millions de dollars[1].

Enquêtes

Pipeline Interprovincial Limitée - Enquête sur l'accident de Camrose, en Alberta

En février 1985, une fuite de gaz du gazoduc d'Interprovincial près de Camrose, en Alberta, a provoqué un incendie dans lequel deux employés ont été tués et trois autres, blessés.

1 La demande de TransCanada a été reçue en janvier 1987. Le coût des installations est évalué à 267 millions de dollars.

L'Office a tenu une enquête à Edmonton, en Alberta, en mars et en octobre 1985.

Dans le rapport qu'il a publié à la suite de cette enquête en juillet 1986, l'Office a spécialement recommandé à la société d'accroître la sécurité et la protection des employés et du public lors de la construction et de l'exploitation des pipelines relevant de la compétence de l'Office. Ces recommandations s'appliquent aussi bien à toutes les sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence de l'Office.

En octobre 1986, à la demande de Interprovincial, l'Office a accepté de réviser la recommandation 5.9 et de surseoir à son adoption.

En vertu de cette recommandation, les sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office devaient, dans certains cas, enlever toutes les soudures visées par certaines conditions et, dans d'autres cas, vérifier un échantillonnage de soudures par souci de sécurité. Dans la réponse qu'il a donné à la demande de révision, l'Office a déclaré qu'il privilégiait la tenue d'une audience pour faire sa révision et a demandé à Interprovincial ainsi qu'aux autres sociétés de lui faire connaître leur opinion à ce sujet ou de lui proposer une autre méthode.

En décembre 1986, l'Office a décidé de procéder à cette révision en organisant une conférence d'ordre technique et s'est réservé le droit de tenir une audience ultérieurement.

TransCanada PipeLines Limited - Enquête sur l'accident d'Oshawa, en Ontario

En octobre 1985, une rupture du gazoduc de TransCanada près d'Oshawa, en Ontario, a provoqué une explosion dans laquelle une personne a été tuée et trois autres, blessées. Les victimes faisaient partie d'une équipe qui installait des tuyaux de drainage près du pipeline.

L'Office a mené une enquête au sujet de cet accident en avril 1986. Dans son rapport, l'Office a conclu que l'accident était dû à un manque de rigueur dans l'application des procédés établis et à un manque d'attention de la part des représentants locaux de TransCanada. Le rapport a soulevé également des questions au sujet de la réglementation des croisements de pipeline relevant de la compétence de l'Office. C'est pourquoi l'Office examine actuellement ses règlements à ce sujet et il prévoit de consulter encore les sociétés pipelinières et les entreprises de services publics.

Par suite de cet accident, TransCanada a réévalué ses méthodes d'exploitation concernant les croisements et les a modifiées, à titre préventif.

Sun Pipe Line Company - Enquête sur l'accident de Sarnia, en Ontario

En octobre 1986, un accident s'est produit frappé le pipeline de Sun Pipe Line, près de Sarnia, en Ontario. Le pipeline s'est rompu et les butanes ont pris feu, causant des blessures à quatre personnes qui travaillaient sur les lieux. L'incendie a même atteint deux maisons privées situées à proximité.

L'Office mènera une enquête au sujet de cet accident en février 1987.

Autres activités de l'Office

Pétrole

Depuis l'entrée en vigueur de l'*Accord de l'Ouest*, le 1er juin 1985, les exportations de pétrole sont autorisées aux termes d'ordonnances de l'Office qui ne précisent plus les volumes ni les prix. En 1986, l'Office a renouvelé les ordonnances d'exportation accordées à environ 75 sociétés et délivré de nouvelles ordonnances d'exportation de brut léger et lourd et de produits pétroliers à 20 sociétés. L'Office exerce une surveillance sur les volumes et les prix des exportations actuelles.

En novembre dernier, Newfoundland Processing Limited a demandé l'autorisation d'exporter des produits pétroliers de sa raffinerie de Come-by-Chance aux termes d'une entente relative au traitement de pétrole importé. L'Office a délivré une ordonnance visant les exportations prévues de juin à septembre 1987, c'est-à-dire la période démarrage de la raffinerie, et recommandé au gouverneur en conseil la délivrance de licences d'exportation d'une durée de cinq ans qui entreraient en vigueur le 1er janvier 1988.

Gaz naturel

Changements apportés aux procédures régissant les exportations de gaz naturel

Le 29 octobre 1986, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a annoncé un changement de la méthode d'établissement des prix du gaz naturel exporté, ce qui touche les ordonnances à court terme et les licences à long terme. Il ne s'agissait que de changements à la procédure; le fond de l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel* d'octobre 1985 n'a pas été touché.

Le changement le plus important réside dans le fait que selon la nouvelle procédure il n'est plus nécessaire de faire approuver les prix d'exportation avant de les imposer. Les prix d'exportation sont cependant surveillés après coup par un comité composé de conseillers fédéraux et provinciaux qui s'assurent que les exportateurs continuent de respecter les critères en vigueur en matière de tarification. Selon ces critères, les ententes relatives à des exportations doivent permettre de recouvrer tous les coûts engagés au Canada, et le prix du gaz exporté ne doit pas être inférieur au prix que les Canadiens payent les services similaires dans la région ou la zone adjacente au point d'exportation.

Quant aux ententes visant des licences à long terme, le détenteur doit continuer de déposer auprès de l'Office tous les contrats de vente nouveaux ou modifiés, conformément au paragraphe 35(2) du Règlement (Partie VI), et les faire approuver avant de commencer la livraison de gaz concerné.

D'après la nouvelle procédure concernant les licences à long terme, l'Office étudie les demandes relatives à des contrats nouveaux ou modifiés afin de déterminer si ces contrats comprennent des mécanismes d'adaptation à l'évolution du marché, s'ils garantissent que les volumes visés seront effectivement achetés et si la province productrice et les producteurs souscrivent, tel que nécessaire, à l'accord d'exportation. L'Office ne cherche plus à obtenir l'opinion des parties intéressées au sujet de l'approbation d'un contrat, mais il continue de tenir compte de tous les points de vue pertinents qui lui sont communiqués de façon expresse.

La procédure concernant les ordonnances d'exportation à court terme est essentiellement la même, si ce n'est qu'un demandeur n'a plus à obtenir au préalable l'approbation de son prix initial ou de toute modification ultérieure de ce prix.

Au cours de l'année contractuelle de 1985-1986, le volume des ventes faites à l'étranger dans le cadre du programme du barème de prix incitatifs en fonction du volume (BPIV) a été faible. Le programme a pris fin le 1er novembre 1986 et les sociétés qui utilisaient le barème ont commencé à négocier le prix de leurs exportations de gaz.

Changements apportés à la procédure de vente de gaz naturel au Canada

Depuis le 1er novembre 1986, le prix du gaz vendu au Canada est établi en fonction des conditions du marché. Ce nouveau régime a modifié les responsabilités de l'Office quant à la réglementation des prix du gaz naturel aux termes de la Loi sur l'administration de l'énergie. Ces changements et ceux qui visent le Règlement (Partie VI) sur l'Office national de l'énergie sont étudiés sous la rubrique *Lois et règlements*.

Propane et butanes

En 1986, l'Office a continué d'autoriser les exportations de propane et de butanes par la délivrance de licences et d'ordonnances d'exportation. Aucune limite quantitative n'a été imposée à l'égard des exportations de propane et de butanes faites aux termes des ordonnances d'exportation. Cependant, l'Office exerce une surveillance sur l'offre et la demande en matière de butanes et de propane au Canada et sur les volumes exportés, afin de s'assurer que les approvisionnements sont suffisants pour répondre aux besoins des Canadiens. Même si aucune limite n'est prévue quant au prix des exportations, l'Office n'en continue pas moins de les surveiller.

Éthane

Aux fins de la réglementation des exportations, l'éthane est soumis aux mêmes critères que le gaz naturel. Cependant, l'Office n'a délivré aucune licence ni ordonnance d'exportation d'éthane en 1986.

Électricité

En 1986, l'Office a continué de jouer son rôle de conseiller par ses consultations auprès des ministères et auprès des groupes industriels qui coordonnent l'exploitation sûre des services publics d'électricité au Canada et aux États-Unis et par sa contribution à leur fonctionnement.

Entre autres activités, l'Office a mis à la disposition d'un certain nombre de services publics d'électricité des copies de son programme informatique CANABEX qui permet de calculer les avantages économiques à long terme des échanges d'énergie d'économie entre des réseaux. L'Office a commencé également la préparation d'une version améliorée du programme qui considérera jusqu'à cinq réseaux exploités simultanément.

Étude des formes d'énergie

Au cours de l'année, le personnel de l'Office a effectué une étude importante des perspectives de l'offre et de la demande en matière d'énergie au Canada jusqu'en 2005. Le rapport "L'Énergie au Canada - Offre et demande - 1985-2005", rendu public en décembre 1986, présente des projections concernant les approvisionnements canadiens en produits énergétiques les plus importants, notamment l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les sous-produits du pétrole et du gaz naturel, et concernant la demande, au Canada et sur les marchés d'exportation, d'énergie produite à partir des ressources canadiennes. Le rapport fait ressortir les perceptions variables que l'on a des prix futurs de l'énergie, de l'activité économique et des approvisionnements énergétiques disponibles, et présente les changements apportés aux politiques gouvernementales. Au cours de son étude, le personnel de l'Office a profité de consultations auprès des gouvernements provinciaux, de l'industrie et des autres parties intéressées.

Le rapport présente une analyse qui tient compte de deux scénarios de prix puisque l'incertitude qui plane sur le marché international du pétrole rend particulièrement difficile l'établissement de projections à partir d'un seul scénario de prix. Selon le scénario du prix élevé, les prix du brut passeraient à 27 $US le baril (dollars de 1986) d'ici 1993, après quoi ils demeureraient les mêmes en valeur réelle; selon le scénario du prix bas, les prix passeraient à 18 $US (dollars de 1986) d'ici 1992 pour ensuite demeurer constants.

Le rapport montre que les prix varieront beaucoup d'une année à l'autre mais qu'ils sont peu susceptibles de passer à des niveaux qui ne sont pas compris dans la fourchette prévue pour les périodes prolongées. Le scénario réel des prix du pétrole pourrait être un amalgame des deux projections, par exemple, qu'il soit proche du scénario de prix bas dans les premières années pour s'orienter à la longue vers le scénario de prix élevé.

Voici les principales conclusions de l'étude:

- Les réserves de brut léger de source classique sont en voie de diminution et, si les prix demeurent bas, il faudra peut-être en importer de grands volumes au cours des années 1990. S'il y a augmentation de prix, le pays devra compter beaucoup moins fortement sur les importations. Dans ce cas, la mise en production des zones pétrolières des terres domaniales et la valorisation du brut lourd et du bitume pour en obtenir du brut léger pourront devenir rentables. Dans les deux scénarios de prix, le Canada continuera d'exporter du pétrole brut lourd au cours de la période à l'étude.

- Dans les scénarios de prix bas et élevé, les approvisionnements en gaz naturel de l'Ouest du Canada, qui périclitent, seront quand même suffisants pour satisfaire à la demande canadienne et permettre les exportations actuellement autorisées jusqu'à l'an 2000, environ. Au cours de la même période, d'autres changements devront survenir au niveau des forces du marché pour que celles-ci assurent l'équilibre de l'offre et de la demande. Si les prix sont bas, plus importante encore sera la diminution des approvisionnements au cours de la période visée par les projections; dans le cas contraire, les approvisionnements seront plus abondants, tout comme les volumes disponibles pour de nouvelles exportations.

- La demande d'électricité augmentera au cours de la période à l'étude et incitera probablement à la construction de nouvelles centrales afin de répondre à la demande au Canada et sur les marchés d'exportation.

- La demande canadienne de charbon utilisé surtout pour la production d'électricité dans les centrales thermiques augmentera au cours de la période à l'étude.
- L'utilisation d'énergies de remplacement, notamment les résidus de bois, le bois et l'énergie solaire et éolienne, augmentera également mais leur contribution à la demande totale d'énergie n'est pas censée augmenter car leurs coûts seront plus élevés que celui des formes d'énergie classique.

Activités pipelinières

L'Office règlemente 40 sociétés pipelinières s'occupant de l'acheminement du gaz, du pétrole et de produits pétroliers ou gaziers. Les figures 12 et 13 montrent ces réseaux pipeliniers.

Toute nouvelle installation pipelinière doit être autorisée par l'Office avant sa construction. Les annexes concernant le gaz et le pétrole qui sont présentées à la fin du présent rapport donnent la liste des ordonnances et des certificats délivrés à cet égard en 1986.

L'Office est aussi chargé de surveiller la construction et l'exploitation des installations pipelinières afin de s'assurer de leur conformité avec les règlements de l'Office sur la sécurité et l'environnement et avec toute condition particulière de l'ordonnance ou du certificat d'approbation. De plus, l'Office vérifie les frais de construction ou d'exploitation afin de s'assurer que celui qui paie les droits reçoit un service efficace par rapport aux coûts.

Approbations

La société Pipeline Interprovincial Limitée a poursuivi son programme d'expansion lancé en 1985 en vue d'accroître la capacité et la souplesse de son réseau dans l'Ouest du Canada. Les nouvelles installations approuvées comprennent certains ajouts et des modifications aux actuels postes de pompage, le remplacement d'une canalisation par un nouveau pipeline de 538 kilomètres de Regina, en Saskatchewan, jusqu'à Gretna, au Manitoba, le remplacement d'environ 2 kilomètres de doublement entre Gretna et la frontière internationale, ainsi que cinq projets de prolongement des canalisations jusqu'au doublement de la ligne n^{o} 3. Commencée à la mi-juillet, l'installation des conduites a pris fin en novembre. Les nouvelles installations de pompage seront terminées en 1987.

Westcoast Transmission Company Limited a reçu l'autorisation de construire le pipeline Sikanni de 32 kilomètres, une station de comptage et des installations connexes. Le pipeline Sikanni passe dans la région de Pink Mountains en Colombie-Britannique. La nouvelle canalisation installée à 170 kilomètres environ au nord-ouest de Fort St. John, en Colombie-Britannique, permet d'injecter dans la canalisation principale de Fort Nelson le gaz produit dans la région South Sikanni.

L'Office a approuvé une demande présentée par Polysar Hydrocarbons Limited concernant l'installation de 2 kilomètres de nouvelles conduites au gazoduc de 12 kilomètres reliant l'usine de reformage de gaz de Consumers Power à Marysville, au Michigan, à la raffinerie pétrochimique de Petrosar Limited à Corunna, en Ontario. Le projet terminé en novembre comprenait un croisement de la rivière St. Clair fait grâce à des forages directionnels. Après que l'Office eut approuvé les projets, la bande Chippewas de Sarnia a demandé à l'Office de révoquer son approbation. Cette demande a été rejetée. (Voir la partie *Poursuites judiciaires.*)

TransCanada PipeLines Limited a obtenu l'autorisation conditionnelle de construire d'autres installations à sa canalisation Niagara en vue de transporter du gaz naturel supplémentaire pour exportation à Boundary Gas Inc., à Tennessee Gas Pipe Line Company et à KannGaz Producers Ltd. Les nouvelles installations comprendront un doublement de la canalisation et de l'équipement de comptage et de compression.

Canadian Hunter Exploration Limited a reçu l'autorisation de construire un gazoduc de 29 kilomètres pour relier la région de Deep Basin, en Colombie-Britannique et l'usine de gaz de Elmworth, en Alberta. Ce projet est maintenant terminé.

L'Office a également approuvé la construction, en sept endroits, de nouvelles installations de réception ou de livraison de gaz pour desservir Peace River Transmission Company Limited, Westcoast Transmission Company Limited, Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited et TransCanada PipeLines Limited. De plus, l'Office a approuvé

Figure 12

Sociétés d'oléoducs (pétrole et produits pétroliers) réglementées par l'Office national de l'énergie

Figure 13

Sociétés de gazoducs réglementées par l'Office national de l'énergie

1. Alberta Natural Gas Company Ltd.
2. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
3. Canadian-Montana Pipe Line Company
4. Champion Pipe Line Corporation Limited
5. Consolidated Pipe Lines Company
6. Dome Petroleum Limited
7. Foothills Pipe Lines Ltd.
8. ICG Transmission Holdings Ltd.
9. Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
10. Mid-Continent Pipelines Limited
11. Minell Pipeline Ltd.
12. Murphy Oil Company Limited
13. Niagara Gas Transmission Limited
14. Peace River Transmission Company Limited
15. Saskatchewan Power Corporation
16. TransCanada PipeLines Limited
17. Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc.
18. Union Gas Limited
19. Westcoast Transmission Company Limited
20. Canadian Hunter Exploration Ltd.
21. L'embranchement Dempster (Corridor) de Foothills

différentes autres demandes de remplacement de pipelines et de modification d'installations pipelinières.

En plus des projets de construction qu'il a approuvés, l'Office a étudié en 1985 la question de sa compétence à l'égard de l'installation de propane Westridge, propriété de Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. En janvier 1986, l'Office a informé Trans Mountain qu'il avait conclu que cette installation ne relevait pas de sa compétence.

En janvier 1986, Canada LGN a retiré sa demande concernant la construction et l'exploitation d'une usine qui fabriquerait du gaz naturel liquéfié destiné au Japon et d'un gazoduc connexe, étant donné que les acheteurs japonais et les sociétés canadiennes ont convenu d'abandonner le projet.

Accidents pipeliniers

L'Office exige des rapports détaillés sur tous les accidents impliquant des blessures ou des décès, sur tous les cas de mauvais fonctionnement d'un pipeline comme les fuites, bris, incendies ou explosions ou sur tout autre incident qui fait perdre l'usage d'un pipeline relevant de sa compétence. L'Office mène des enquêtes publiques, s'il y a lieu, pour évaluer les causes des accidents et déterminer, le cas échéant, des mesures précises devant permettre d'éviter leur répétition. Ces rapports et les résultats des enquêtes sont pris en considération au moment de réviser les normes relatives à la sécurité et à l'exploitation des pipelines et les exigences réglementaires.

Dès qu'un pipeline subit des dommages, l'Office s'assure que les mesures nécessaires sont prises pour confiner les déversements d'hydrocarbures, protéger la personne et les biens, faire réparer le pipeline endommagé et le remettre en service aussi rapidement que possible. L'Office continue de surveiller les lieux de l'accident afin de s'assurer de l'efficacité du programme de réhabilitation environnementale de la société pipelinière.

Le tableau 7 montre les causes des accidents pipeliniers survenus de 1982 à 1986. Au total, 28 accidents se sont produits en 1986.

Croisement de services publics et empiètement

Tout projet de construction dans le cadre duquel une installation de service public doit croiser un pipeline réglementé par l'Office doit être approuvé par celui-ci. Les activités proposées doivent satisfaire aux normes qui assurent la sécurité des méthodes et techniques de construction.

En 1986, l'Office a approuvé 710 demandes relatives à des croisements ou à des empiètements.

Inspections d'usage

En 1986, l'Office a poursuivi ses inspections d'usage relativement aux méthodes d'exploitation, d'entretien et aux normes de sécurité des sociétés pipelinières. Ces inspections sont conçues pour aider l'Office à évaluer si les pipelines sont exploités et entretenus en conformité avec les normes et les règlements en vigueur et ainsi à s'assurer de la sécurité du public.

Tableau 7

Causes des accidents pipeliniers survenus de 1982 à 1986

	1982	1983	1984	1985	1986
Soudures défectueuses	3	6	4	5	0
Défaillance matérielle	1	2	10	4	5
Dommages à des tiers	8	4	5	6	3
Corrosion	8	7	6	5	10
Divers	11	14	9	11	10
Total	**31**	**33**	**34**	**31**	**28**

Questions environnementales

Protection de l'environnement

La construction et l'exploitation de pipelines et de lignes de transport d'énergie peut avoir une incidence négative sur l'environnement. Par conséquent, l'Office veille à ce que l'environnement soit bien protégé en évaluant, dans une demande, les parties qui concernent l'environnement, afin de s'assurer qu'elles sont complètes et précises et en faisant des vérifications minutieuses au cours de chaque phase de la planification, de l'aménagement et de l'exploitation d'un projet. Dans le cas de projets de grande envergure, l'Office exige des sociétés qu'elles déposent des rapports sur la surveillance de l'environnement après les travaux pour documenter les mesures d'atténuation mises en oeuvre pendant la construction et la remise en état de l'emprise après la construction.

En 1986, l'Office a effectué une inspection environnementale au cours du prolongement de la canalisation n^{o} 1 de Regina, en Saskatchewan, à Gretna, au Manitoba, par Pipeline Interprovincial Limitée et de la construction du pipeline Sikanni de Westcoast Transmission Company Ltd. dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. L'Office a jugé que les projets ont été exécutés d'une façon acceptable pour l'environnement, que les sociétés ont pris des mesures appropriées pour atténuer les effets des travaux et appliqué des techniques pertinentes pour remettre les lieux en état. Les sociétés devront continuer d'appliquer toute les mesures correctrices nécessaires, surveiller l'état des emprises l'été prochain et, enfin, présenter leurs rapports de surveillance de l'environnement en décembre 1987.

Les inspecteurs de l'Office ont également examiné les installations issues des projets achevés récemment. Durant l'été de 1986, l'Office a également inspecté l'état des lieux après la construction du pipeline Norman Wells de Interprovincial Pipeline (NW) Ltd. et de la ligne internationale de transport d'énergie (±450 kilovolts à courant continu) d'Hydro-Québec destinée à relier le poste Des Cantons à un point de la frontière internationale. La remise en état des emprises se poursuit, en ce qui concerne les quelques effets environnementaux d'importance qui résultent de la construction ou de l'exploitation des installations. Les programmes de surveillance permanente assureront que toutes les questions particulières aux emplacements seront réglées au fur et à mesure qu'elles se poseront.

De plus, en 1986, l'Office a inspecté des installations pipelinières afin de surveiller les conditions environnementales des emprises. Par ailleurs, l'évaluation des lieux d'accidents, la surveillance de leur remise en état et l'étude des plaintes des propriétaires fonciers ont fait partie intégrante du programme environnemental de l'Office.

Tout en réglementant les pipelines et les lignes internationales de transport d'énergie, l'Office surveille l'exploitation des installations connexes comme les usines de gaz et les terminaux de stockage et de chargement de pétrole afin de s'assurer du respect des exigences environnementales. En 1986, l'Office a poursuivi sa campagne de lutte contre les dégagements d'odeurs au terminal Westridge de Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. en surveillant le chargement du brut corrosif dans les pétroliers. L'Office a également examiné l'étude de Trans Mountain sur les mesures de lutte contre les dégagements d'odeurs à son terminal de stockage de pétrole Burnaby et à son terminal de chargement Westridge, à Burrard Inlet, en Colombie-Britannique.

Questions foncières

Audiences concernant le tracé détaillé des pipelines

En 1986, l'Office a étudié deux demandes comportant l'acquisition d'emprises. L'une de Pipeline Interprovincial Limitée, avait trait à la phase III de son programme d'expansion et l'autre, de Manito Pipelines Ltd. à son pipeline Bobo-Cactus Lake. Bien que l'Office ait appliqué au complet la procédure de notification relative à la tenue d'audiences locales, il n'a reçu aucun avis d'opposition quant à l'un ou l'autre des projets. Par conséquent, l'Office n'a pas eu à tenir d'audience concernant des tracés détaillés en 1986.

Plusieurs autres projets impliquant de nouveaux terrains ont été exemptés, par l'Office, d'une audience relative aux tracés. Dans chaque cas, la société avait fourni suffisamment de preuves pour démontrer qu'elle avait acquis tous les terrains nécessaires.

Revendications territoriales des autochtones

En ce qui concerne les régions situées au nord du 60e degré de latitude nord, le gouvernement fédéral a négocié le règlement de revendications territoriales globales des autochtones. La revendication de l'Ouest de l'Arctique concernant le delta du Mackenzie, celle du "Council of Yukon Indians" relative au territoire du Yukon, celui des Dénés et des Métis concernant la vallée du Mackenzie et celle de la "Tungavik Federation of Nunavut" concernant l'Est de l'Arctique et le Haut Arctique visent des régions dont certaines renferment d'importantes réserves prouvées et potentielles de pétrole et de gaz naturel. Les négociations relatives à la revendication de l'Ouest de l'Arctique sont arrivées à terme en 1984. L'Office a continué de suivre les négociations relatives à ces revendications et de participer aux parties des négociations où il a compétence quant à la mise en valeur des pipelines.

Questions de réglementation financière

En 1986, l'Office a tenu un certain nombre de grandes audiences publiques destinées à déterminer les droits justes et raisonnables à exiger pour l'utilisation des pipelines. Dans le cas des gazoducs, cette détermination comprenait l'examen de questions liées à l'obligation d'assurer le libre accès aux marchés du gaz naturel et de questions liées à l'introduction d'ententes en matière de ventes directes entre le producteur et l'utilisateur ultime. Des renseignements plus précis se rapportant à ces audiences ont été fournis dans des passages précédents du présent chapitre.

Par ses analyses des rapports de surveillance et par son programme de vérification continue, l'Office a continué de surveiller le rendement financier et les méthodes comptables des 10 grandes sociétés pipelinières du groupe 1. Par suite de la décision qu'il avait prise en 1985 de réduire le fardeau de la réglementation imposée aux sociétés pipelinières plus petites du groupe 2, l'Office a surveillé les résultats financiers et les méthodes comptables de ces sociétés par l'analyse de leurs états financiers de fin d'année. Les données financières de 1986 concernant les sociétés pipelinières du groupe 1 sont présentées aux figures 14 et 15. La figure 16 montre les revenus réalisés par les pipelinières en 1986.

Étant donné les tendances des taux d'intérêt et d'inflation qui avaient cours en 1986, l'Office a décidé de revoir le rendement autorisé de capitaux propres de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. Les droits exigibles ont été rendus provisoires à compter de juin 1986. Par suite de son examen, l'Office a décidé de faire passer de 16 pour cent à 14,25 le rendement des capitaux propres, alors que la société demandait 15,5 pour cent.

L'Office a également décidé de revoir le rendement autorisé de Alberta Natural Gas Company Ltd. Il a avisé la société de son intention en juillet 1986 et a, en même temps déclaré les droits provisoires. Par suite de son examen, l'Office a réduit de 15 pour cent à 13,5 le rendement des capitaux propres de la société qui demandait 14,5 pour cent.
Quant à une autre question distincte, l'Office a pour la première fois, en 1986, autorisé l'établissement de droits relatifs au service de transport interruptible assuré par le pipeline de Alberta Natural Gas.

De plus, l'Office a décidé, en 1986, de réglementer les droits de Cochin Pipe Lines en fonction des plaintes reçues, ce qui a réduit le degré de la réglementation de cette société. Cependant Cochin doit tenir ses registres comptables conformément au Règlement de la normalisation de la comptabilité des gazoducs et présenter à l'Office un rapport trimestriel de surveillance.

L'Office a également ordonné à TransCanada d'adopter l'année civile comme année d'essai, afin de se conformer à l'année financière de la société.

Aux termes de la *Loi sur l'administration de l'énergie*, l'Office a la responsabilité de percevoir les redevances imposées sur les exportations de pétrole brut et de produits pétroliers en vrac. Bien que le programme ait pris fin en 1985, l'Office est toujours à vérifier ces redevances. En 1986, les redevances additionnelles perçues à même ces exportations ont atteint 1,5 million de dollars.

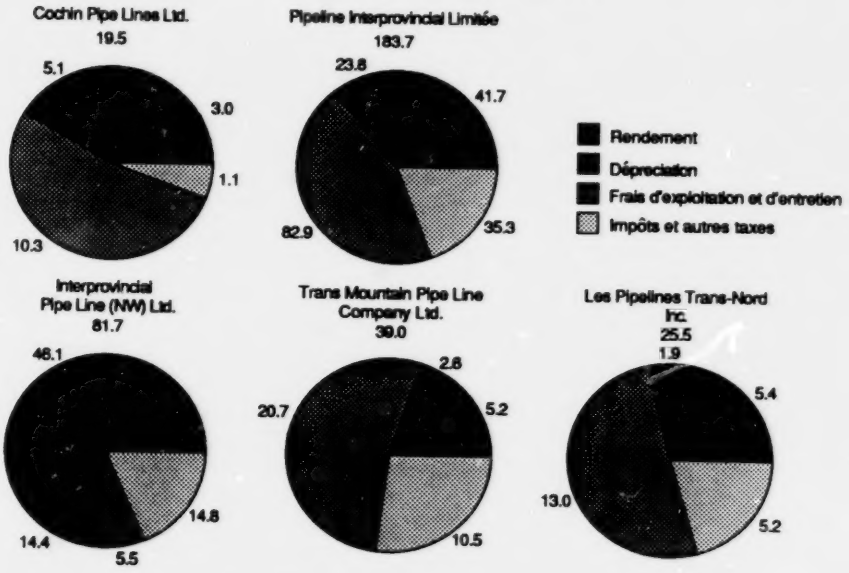
L'Office est également chargé de faire des vérifications comptables du Programme des redevances de recouvrement en matière de carburant de soute. Même si le programme a pris fin en 1983, l'Office a continué ses vérifications, ses perceptions et

Figure 14

Sociétés pétrolieres du group 1

(En millions de dollars)

Cout du service de transport



Base des taux et structure du capital

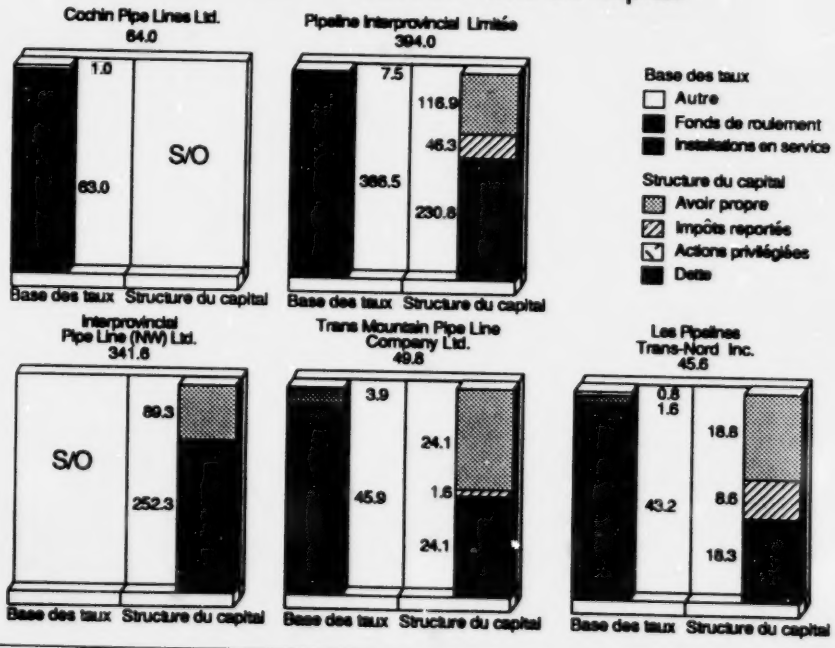
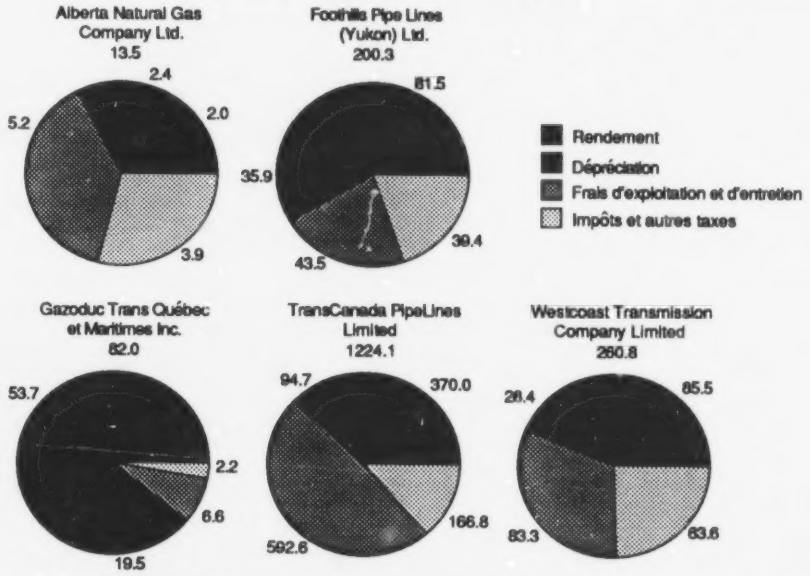


Figure 15

Sociétés gazières du group 1

(En millions de dollars)

Cout du service de transport



Base des taux et structure du capital

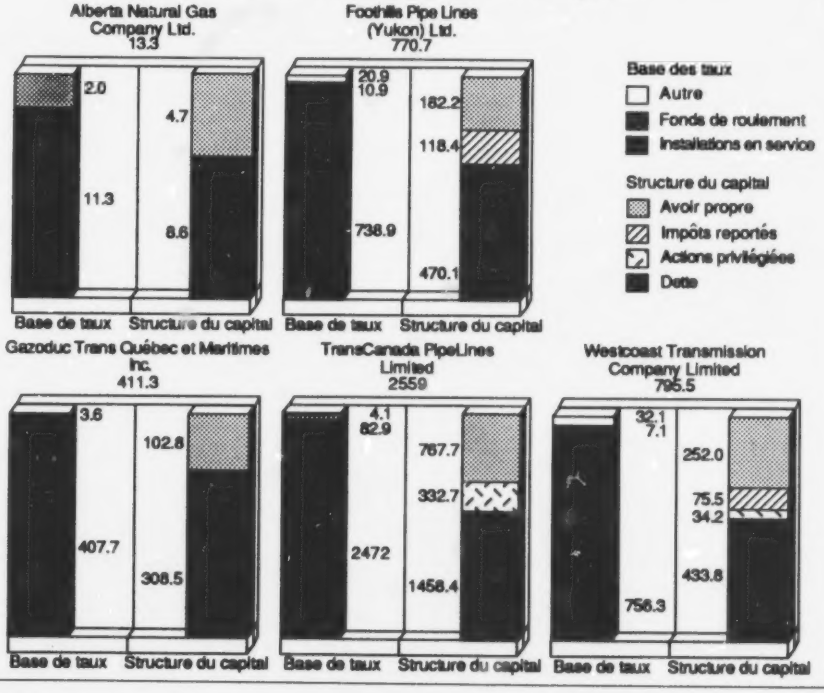
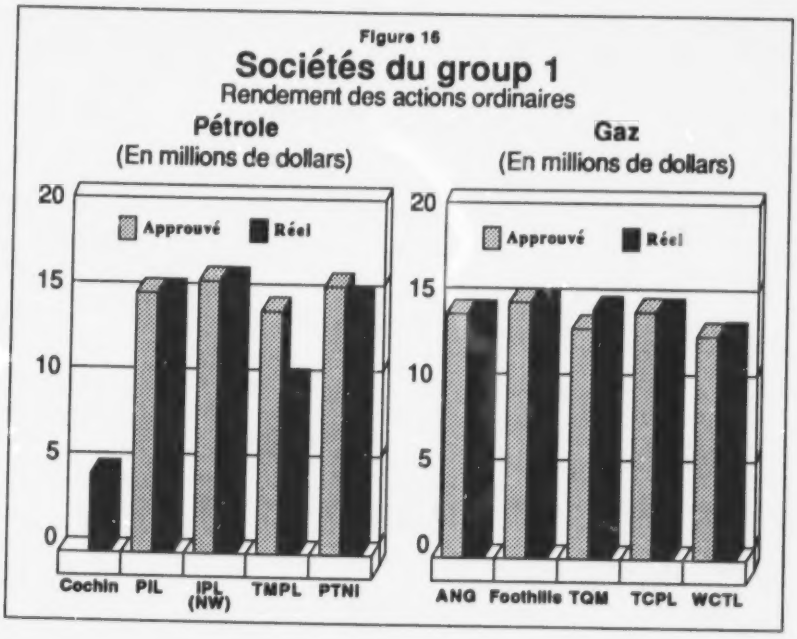


Figure 16



ses remboursements lorsqu'il y avait lieu. Au cours de l'année, les ordonnances délivrées par l'Office ont commandé des remboursements nets de 1,3 million de dollars.

Poursuites judiciaires

Cette partie présente un aperçu des appels interjetés à l'égard de décisions de l'Office, du renvoi d'affaires devant la Cour d'appel fédérale par l'Office national de l'énergie et des poursuites au criminel. Les faits à l'origine de ces poursuites sont présentés aux sections: *Audiences publiques et enquêtes* et *Activités pipelinières.*

Dome/Cochin et le ministère de l'Énergie de l'Ontario

En mars 1986, Dome Petroleum Limited et le ministère de l'Énergie de l'Ontario ont déposé auprès de la Cour d'appel fédérale des demandes en vue d'obtenir l'autorisation d'interjeter appel, aux termes du paragraphe 18(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, de la décision que l'Office avait pris le 6 février 1986 et selon laquelle les cavités de stockage de l'éthane situées à Windsor et utilisées pour le stockage des produits expédiés par le pipeline de Cochin relèveraient de sa compétence. Dome a également déposé une demande en vertu de l'article 28 de la Loi sur la Cour fédérale pour obtenir un jugement annulant la même décision.

Ces demandes ont été plaidées le 27 mai 1986 et la Cour a accordé l'autorisation d'en appeler de cette décision. Dome a ensuite déposé un avis de requête demandant que son appel, déposé en vertu de l'article 28 de la Loi, soit regroupé avec les demandes d'autorisation d'interjeter appel, tel qu'accordé.

La Cour fédérale a décidé d'entendre les appels le 12 janvier 1987.[1]

Chippewas de la bande de Sarnia et Polysar Hydrocarbons Limited

En mai 1986, la bande des Chippewas de Sarnia a déposé devant la Cour d'appel fédérale, aux termes du paragraphe 18(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, une demande d'autorisation d'interjeter appel concernant l'ordonnance délivrée par l'Office le 7 avril 1986 aux termes de l'article 49 de la Loi pour autoriser Polysar Hydrocarbons Limited à construire un pipeline devant servir au transport de liquides de gaz naturel et deux croisements fluviaux de réserve dans la région de Sarnia.

En novembre 1986, la bande des Chippewas a également déposé devant la Cour d'appel fédérale un avis de requête demandant de surseoir à l'ordonnance délivrée en vertu de l'article 49. La Cour a entendu la requête et l'a rejetée le 13 novembre 1986.

La demande d'autorisation d'interjeter appel a été entendue et rejetée le 8 décembre 1986.

1. Le 17 février 1987, la Cour d'appel fédérale a fait connaître sa décision de rejeter les appels.

TransCanada PipeLines Limited

En juillet 1986, TransCanada PipeLines Limited a déposé devant la Cour d'appel fédérale une demande, aux termes du paragraphe 18(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, visant à obtenir l'autorisation d'en appeler de la décision rendue par l'Office en mai 1986, quant à l'utilisation d'un système de comptes de report et de la méthode des volumes de la demande opérationnels dans le calcul de ses droits.

La demande d'autorisation a été entendue en août et l'appel a été autorisé par la Cour.

L'appel a été entendu les 21, 22 et 23 octobre 1986 et la Cour a décidé, le 14 novembre 1986, de rejeter l'appel.

Corporation of the Township of Flamborough et la municipalité régionale de Hamilton-Wentworth

En février 1986, le Township of Flamborough et la municipalité régionale de Hamilton-Wentworth ont déposé devant la Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation d'interjeter appel, conformément au paragraphe 18(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, quant à la décision rendue en décembre 1985 au sujet de l'emplacement des installations du terminal de propane dans la région de Flamborough, en Ontario.

La demande a été entendue par la Cour qui, le 2 avril 1986, a accordé l'autorisation d'interjeter appel pour deux motifs concernant les modalités d'application de la décision de l'Office contenues dans l'ordonnance délivrée en vertu de l'article 49 de la Loi.

À la fin de l'année, la Cour n'avait pas encore décidé de la date à laquelle elle entendrait l'appel.

Westcoast Transmission Company Limited

En octobre 1986, Westcoast a déposé auprès de la Cour d'appel fédérale, conformément au paragraphe 18(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, une demande en vue d'obtenir l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office en août 1986 relativement aux droits de Westcoast, ainsi qu'une demande, faite en vertu de l'article 28 de la Loi sur la Cour fédérale, en vue d'obtenir une ordonnance de la Cour qui révoquerait certains aspects de cette même décision.

La Cour n'avait pas encore décidé, à la fin de l'année, de la date à laquelle elle entendrait ces demandes.

Adjudication des coûts

Au cours d'une audience tenue pour étudier la décision de l'Office de permettre à Pipeline Interprovincial Limitée d'installer dans la région de Flamborough, en Ontario, les installations d'un terminal de propane, plusieurs parties ont demandé que l'Office adjuge en leur faveur des coûts à payer par Pipeline Interprovincial Limitée. Dans une lettre datée du 17 octobre 1985, l'Office a soumis à la Cour d'appel fédérale la question de sa compétence quant à l'adjudication des coûts dans cette audience.

La question a été entendue en avril 1986 et, en juin, la Cour d'appel a fait connaître sa décision selon laquelle l'Office n'a pas la compétence générale d'adjuger les coûts et ne peut le faire que dans les cas prévus dans la Loi sur l'Office national de l'énergie qui se rapportent à des audiences sur les tracés détaillés.

En septembre 1986, les résidents de Flamborough opposant à la construction du terminal de propane ont déposé auprès de la Cour suprême du Canada une demande d'autorisation d'en appeler de la décision de la Cour d'appel fédérale. La demande a été entendue le 25 novembre et rejetée en décembre 1986.

Canadian Pacific Airlines Limited et Wardair Canada (1977) Ltd.

Les poursuites intentées par Canadian Pacific Airlines Limited et Wardair Canada (1977) Ltd. devant la division de première instance de la Cour fédérale contre le Procureur général du Canada et l'Office sont demeurées essentiellement inactives. Les lignes aériennes cherchent à obtenir des déclarations concernant la validité, aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie, de la délivrance de licences d'exportation et de l'établissement d'un prix minimal à l'exportation, relativement au carburéacteur consommé par ces lignes aériennes pour leurs vols internationaux de mai 1981 à avril 1983.

Perception des redevances sur les exportations et exportateurs sans licence

Dans le cadre des fonctions que lui confère la Loi sur l'administration de l'énergie pour ce qui est de la perception des redevances sur les exportations de pétrole du Canada, l'Office aide le ministère de la Justice dans les poursuites intentées pour percevoir les redevances non payées sur les exportations. Des jugements relatifs à deux poursuites ont été obtenus en 1984 et en 1985. Au cours de l'année, les mesures coercitives nécessaires à la mise en application de ces jugements ont été prises.

Des poursuites ont été engagées contre des exportateurs illégaux de pétrole et certaines ont donné lieu à des condamnations; d'autres se poursuivent.

Lois et règlements

Le chapitre ci-après décrit les changements apportés en 1985 aux lois, aux règlements et aux règles qui régissent les activités de l'Office. Des renseignements plus détaillés sont donnés à ce sujet dans le numéro trimestriel de l'État des projets de réglementation.

Modification de la Loi sur l'Office national de l'énergie

À l'automne 1986, le projet de loi C-18, la nouvelle loi nationale du transport, a été déposé en Chambre. La définition de "pipeline" présentée dans le projet de loi est différente de celle qui est donnée dans la Loi sur l'Office national de l'énergie. La modification a pour but d'établir la compétence de l'Office à l'égard des pipelines combinés, c'est-à-dire des pipelines utilisés pour le transport d'hydrocarbures seuls ou d'hydrocarbures accompagnés d'un autre produit. L'Office a également recommandé que la définition de "droit" présentée dans la Loi sur l'Office national de l'énergie soit modifiée dans la nouvelle loi de façon à ce que l'Office ait la compétence d'établir les droits applicables au transport de toutes les substances acheminées par pipeline combiné.

Modifications apportées aux règles et aux règlements d'application de la Loi sur l'Office national de l'énergie

En 1986, plusieurs modifications ont été apportées ou proposées aux règles et règlements régissant des activités de l'Office. Dans la plupart des cas, l'Office a pris l'initiative de ces changements, ce qui reflète son souci constant de rationaliser ses activités de réglementation. Voici un résumé des modifications importantes apportées au cours de l'année.

Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)

Ce règlement qui vise l'exportation et l'importation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, a été modifié comme suit:

- Modification de l'article 6 en vue d'augmenter les limites prévues dans les ordonnances d'exportation d'énergie garantie (électricité). Il a été également proposé d'augmenter la limite des nouvelles exportations d'énergie interruptible et des transferts d'équivalents, des transferts en vue de l'emmagasinage, des transferts en vue d'une rectification ou des transferts relatifs au transport prévus dans les ordonnances. La durée maximale d'application de ces licences serait de trois ans, tel que recommandé. En septembre 1986, l'Office a approuvé les modifications proposées et, à la fin de l'année, il ne restait plus qu'à les faire examiner par le ministère de la Justice et à obtenir l'approbation du gouverneur en conseil.
- Modification des articles 8 et 35 du Règlement en raison des changements apportés à la politique du gouvernement à l'égard des questions relatives au gaz naturel. L'article 8 a été modifié afin d'abroger l'obligation réglementaire pour l'Office d'inclure dans chaque ordonnance d'exportation une condition liant le prix du gaz exporté à celui du gaz vendu dans une zone frontalière adjacente et d'abroger la condition selon laquelle une ordonnance ne peut entrer en vigueur tant que le demandeur n'a pas prouvé qu'il a obtenu les permis d'acheminement délivrés par la province. L'article 35 a été modifié afin d'exiger le dépôt des contrats de vente sur le marché étranger et des modifications apportées aux contrats relatifs au gaz exporté en vertu d'ordonnances à court terme, et afin d'exiger des détenteurs de licences qu'ils fassent approuver par l'Office tous leurs contrats, y compris les modifications et les nouveaux contrats, passés entre un exportateur et un importateur. Ces modifications ont été approuvées par le gouverneur en conseil en novembre 1986.

Règlements sur les prix d'exportation du gaz

Les règlements sur les prix d'exportation du gaz adoptés en 1983 prescrivent le prix du gaz naturel exporté en vertu du Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI).

En 1986, des modifications ont été apportées aux dispositions du règlement concernant le barème de prix incitatifs liés au volume (BPIV), et le programme a été prorogé jusqu'au 31 octobre 1986. En vertu de ce barème présenté en juillet 1983, c'est-à-dire avant la mise en place du nouveau régime d'établissement des prix négociés du gaz naturel exporté, les exportateurs étaient autorisés à vendre à un prix incitatif les volumes de gaz excédant le niveau de référence établi.

Les règlements sur les prix d'exportation du gaz naturel ont été abrogés le 31 octobre 1986,

mettant ainsi fin au programme BPIV. Cependant, presque toutes les licences d'exportation étaient déjà assujetties à des ententes en matière d'établissement des prix par voie de négociation et se trouvaient donc à échapper aux dispositions des règlements.

Règles de pratique et de procédure

L'Office a fait paraître l'ébauche de ses nouvelles Règles de pratique et de procédure en janvier 1985. Ces Règles expliquent de façon générale comment s'y prendre pour présenter une demande à l'Office. Elles précisent également la procédure d'une audience publique, décrivent la présentation et le contenu des documents à déposer auprès de l'Office et expliquent la marche à suivre pour présenter des avis de requête auprès de l'Office ou demander la reprise d'une audience ou d'un examen.

L'ébauche publiée en 1985 comprenait également cinq parties révisées de l'Annexe II des Règles. Ces parties précisent les renseignements à joindre aux différents genres de demandes présentées à l'Office.

Deux autres parties de l'Annexe II ont été modifiées en 1986. L'Office a d'abord publié en mai 1986 la version révisée de la Partie III. Ce document énumère les renseignements qu'une société doit déposer avec sa demande lorsqu'elle désire obtenir un certificat autorisant la construction et l'exploitation d'une ligne internationale de transport d'énergie.

L'Office a ensuite fait paraître, en juin 1986, la version révisée de la partie VI traitant des renseignements environnementaux qui doivent accompagner les demandes relatives à des pipelines et à des installations connexes.

Même si les Règles sont encore à l'état d'ébauche, elles n'en ont pas moins été distribuées à grande échelle et l'Office a prié les parties de s'en servir pour préparer leur demande. L'Office a également approuvé, à la fin de 1986, de légers changements proposés aux Règles et s'attend à publier, au début de 1987, une version révisée et unifiée de l'ébauche. Entre temps, l'ébauche des Règles de pratique et de procédure a été envoyée au ministère de la Justice pour examen officiel et deviendra officielle une fois publiée dans la Gazette du Canada.

Exigences en matière de renseignements environnementaux

En juin 1986, toutes les sociétés relevant de la compétence de l'Office ont reçu de nouvelles lignes directrices qui décrivent la nature des renseignements environnementaux à fournir dans leurs demandes concernant des usines de gaz et d'autres installations comme les usines de transfert de butane, de liquides de gaz naturel et de GPL. Ces nouvelles lignes directrices ont été préparées à la demande de l'industrie et remplacent la partie VI de l'Annexe II de l'ébauche des Règles de pratique et de procédure, qui sert à la préparation des demandes.

Règlement sur les pipelines terrestres

L'Office a terminé un examen exhaustif visant à regrouper et à améliorer les règlements sur les oléoducs et les gazoducs. En février 1986, l'Office a approuvé le nouveau Règlement sur les pipelines terrestres qui porte sur la sécurité au cours de la conception, de la construction et de l'exploitation d'oléoducs et de gazoducs terrestres. Ce règlement doit être examiné par le ministère de la Justice puis approuvé par le gouverneur en conseil avant d'entrer en vigueur.

En se fondant sur son examen des recommandations concernant l'accident qui s'est produit au réseau de Interprovincial, l'Office apportera d'autres modifications au Règlement. En 1987, il cherchera donc à obtenir le point de vue de l'industrie et des autres parties intéressées sur les changements proposés.

Règlement sur les pipelines en mer

À la fin de 1984, l'Office a diffusé, pour rétroaction, la première ébauche du nouveau règlement sur les pipelines en mer. Ce règlement qui régit les aspects de la conception, de la construction et de l'exploitation de pipelines en mer qui touchent à la sécurité utilise la norme préliminaire de l'ACNOR "ACNOR Z187, Norme des pipelines en mer" comme document technique de référence.

Pour donner suite à une réunion avec les représentants de l'industrie, un groupe de travail de l'industrie a été formé en 1985 pour étudier ce règlement. À partir des résultats de cette étude, une autre ébauche a été préparée; elle sera présentée dans le futur, pour étude, au groupe de travail de l'industrie et aux autres parties intéressées.

Règlement de normalisation de la comptabilité

En 1985, l'Office a publié des directives simplifiant la réglementation des nombreuses sociétés pétrolières relevant de sa compétence. Ces directives réduisent le fardeau de la réglementation imposée à 29 sociétés de gazoducs et d'oléoducs (sociétés du groupe 2). Les 10 grandes pipelinières (sociétés du groupe 1) n'ont pas été touchées par ces nouvelles directives et demeurent assujetties aux exigences réglementaires actuelles.

En 1986, le Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs et le Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs ont été modifiés afin d'exempter les sociétés du groupe 2 de l'obligation d'utiliser le code réglementaire des comptabilité. Les sociétés du groupe 2 doivent tenir des comptes conformes aux principes comptables généralement reconnus et déposer chaque année auprès de l'Office des états financiers vérifiés.

Étude des procédures de l'Office concernant le croisement, par des tiers, de pipelines relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie

Dans une lettre datée du 16 juillet 1986, l'Office a annoncé son intention de revoir les règlements régissant le croisement, par des tiers, de pipelines de compétence fédérale. Ces règlements visent les croisements comme les routes, voies ferrées, réseaux de drainage, lignes de téléphone et de transport d'énergie et d'autres pipelines.

Dans cette lettre, l'Office propose la promulgation d'un nouveau règlement qui éliminerait la nécessité d'obtenir l'approbation de l'Office dans la plupart des cas de croisement. Ce règlement définirait les responsabilités de la société pétrolière et de la tierce partie, sur le terrain, en ce qui concerne les méthodes utilisées pour faire des croisements sécuritaires. À la fin de l'année, l'Office avait commencé l'étude des commentaires des sociétés pipelinières et des autres parties au sujet de sa lettre.

Règlement sur les croisements de lignes internationales de transport d'énergie

L'Office a préparé la première ébauche de son règlement sur les croisements de lignes internationales de transport d'énergie. Ce règlement précise les normes techniques qui s'appliquent à la construction des croisements, tout en réduisant au minimum le fardeau de la réglementation imposée aux services publics. Les parties intéressées ont été invitées à présenter leurs commentaires sur cette ébauche. Tous ces commentaires étaient à l'étude à la fin de l'année.

Travail Canada

En avril, les révisions apportées au Code canadien du travail ont été intégrées à la Loi. Par suite de ces changements Travail Canada a demandé que certains employés de l'Office soient nommés agents de sécurité afin d'intervenir au nom de Travail Canada dans toute question de santé et de sécurité professionnelles touchant les pipelines qui relèvent de la compétence de l'Office.

Des négociations sont actuellement en cours entre l'Office et Travail Canada afin de décider de la façon de mettre cette proposition en pratique.

Modifications apportées conformément à la Loi sur l'administration de l'énergie

En 1986, plusieurs changements législatifs ont été apportés conformément à la Loi afin de favoriser la mise en place du régime de tarification du gaz naturel axé sur les conditions du marché, tel que prévu dans l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel* intervenue en octobre 1985 entre le gouvernement du Canada et les provinces productrices.

En juin 1986, la Chambre des communes et le Sénat ont adopté le Projet de loi C-112, Loi modifiant la Loi sur l'administration de l'énergie.

Le projet de loi avait surtout pour but d'assouplir le régime d'établissement des prix approuvés ou prescrits relativement à la vente de gaz à l'intérieur et à l'extérieur d'une province productrice.

Au moment où la modification était apportée, la Loi sur l'administration de l'énergie ne permettait que l'établissement de prix précis, imposés ou approuvés. La nouvelle loi permet, entre autres, l'établissement d'une gamme de prix et d'un prix plafond, l'utilisation de différentes formules pour fixer ce prix (par exemple, en le reliant au prix du mazout lourd), et la fixation du prix par renvoi à un contrat.

En août 1986, après que les modifications eurent été apportées à la loi même, le Règlement de 1981 sur les prix du gaz naturel et le nouveau Règlement sur les prix du gaz naturel en Saskatchewan (mars 1986) furent révoqués et remplacés par le Règlement de 1986 sur les prix du gaz naturel de l'Alberta et le Règlement de 1986 sur les prix du gaz naturel de la Saskatchewan. Ces nouveaux règlements ont pour principal effet d'écarter la nécessité de faire approuver par le gouverneur en conseil chaque prix négocié, si celui-ci ne dépasse pas le prix maximal établi dans le Règlement. Le prix réglementaire entre alors en vigueur à la date à laquelle le contrat exécuté est déposé auprès de l'Office et que celui-ci en accuse réception.

De plus, en août 1986, l'Office a révoqué toutes les ordonnances générales et toutes les ordonnances spéciales en vigueur à ce moment-là relativement à l'approbation des prix du gaz naturel, et a pris de nouvelles ordonnances générales qui prévoient une méthode plus générale pour approuver les prix d'achat de gaz dans une province pour acheminement et consommation à l'extérieur de cette province. Partout où les anciennes ordonnances précisaient un prix approuvé par l'Office relativement à chaque vente, les nouvelles établissent un prix maximal c'est-à-dire qu'elles autorisent essentiellement et automatiquement tous les prix visés dans un contrat tant que ces prix ne sont pas supérieurs au maximum prévu.

Conformément aux modalités de l'Entente d'octobre 1985, d'autres changements ont été apportés vers la fin de l'année afin d'abolir le régime des prix réglementés et faciliter la mise en place d'un nouveau régime d'établissement des prix par la voie de la libre négociation. Le gouvernement a donc révoqué le Règlement d'application de la Partie III de la Loi sur l'administration de l'énergie où il était stipulé que les prix et les contrats négociés entre les acheteurs et les vendeurs devaient être déposés auprès de l'Office et que les coûts du service devaient être déduits du calcul des prix. De plus, les articles 53 à 65 de la Loi sur l'administration de l'énergie ont été mis en veilleuse. Ces articles conféraient généralement le pouvoir d'interdire l'acheminement et la vente de gaz naturel au Canada tant que les prix n'avaient pas été autorisés par le gouverneur en conseil ou approuvés par l'Office. C'est ainsi qu'a été abolie la nécessité de maintenir un régime de tarification réglementé, et l'Office a cessé, à compter du 1er novembre 1986, de délivrer des ordonnances pour approuver les prix du gaz naturel en vertu de l'article 53 de la Loi et d'appliquer le Règlement de 1986 sur les prix du gaz naturel de l'Alberta et le Règlement de 1986 sur les prix du gaz naturel de la Saskatchewan, tous deux abrogés.

Même si l'Office a perdu le rôle que la Loi sur l'administration de l'énergie lui confiait quant à la tarification du gaz au Canada, il n'en continue pas moins d'assumer les responsabilités qui lui sont confiées par les Parties I et I.1 de la Loi en ce qui concerne l'exécution du Programme des redevances d'exportation sur le pétrole. Même si, à toutes fins pratiques, le programme a pris fin en 1985, certaines activités de vérification des redevances d'exportation se sont poursuivies en 1986 et se poursuivront en 1987.

Annexes

Liste des annexes

Synthèse de la situation énergétique

1. Consommation d'énergie au Canada 54
2. Pétrole brut et équivalents - Approvisionnements et utilisation ... 54
3. Gaz naturel - Approvisionnements et utilisation 55
4. Électricité - Production et utilisation 55

Gaz

1. Certificats délivrés en 1986 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur 56
2. Ordonnances délivrées en 1986 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur..... 56
3. Ordonnances délivrées en 1986 pour approuver des modifications et des ajouts à des installations de gazoducs existantes..... 57
4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1986..... 59
5. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène, au 31 décembre 1986..... 64
6. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel, au 31 décembre 1986..... 66
7. Licences et ordonnances à long terme d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène, au 31 décembre 1986..... 67
8. Exportations de gaz naturel 68
9. Importations de gaz naturel 71
10. Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances 72
11. Importation de propane, d'éthane, d'éthylène et des butanes en vertu de licences et d'ordonnances..... 74
12. Exportations totales nettes de propane et de butanes 76

Pétrole

1. Certificats délivrés en 1986 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longueur 77
2. Ordonnances délivrées en 1986 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs y compris la construction d'oléoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur 77

3. Ordonnances délivrées en 1986 pour approuver des modifications et des ajouts à des installations d'oléoducs existantes 78

4. Exportations de produits pétroliers 79

5. Exportations de pétrole brut canadien et d'équivalents - 1985 et 1986 80

Électricité

1. Certificats délivrés en 1986 pour approuver des lignes internationales de transport d'électricité 82

2. Ordonnances délivrées en 1986 concernant des lignes internationales de transport d'électricité 82

3. Licences délivrées en 1986 pour l'exportation de puissance et d'énergie électriques 82

4. Ordonnances délivrées en 1986 concernant les exportations de puissance et d'énergie électriques 83

5. Exportations d'énergie électrique 84

Synthèse de la situation énergétique

1. Consommation d'énergie au Canada[a] (Pétajoules)

	1982	1983	1984	1985	1986[e]
Pétrole[b]	3381,2	3160,1	3160,6	3135,2	3101,8
Gaz naturel[c]	1798,8	1843,4	1998,8	2120,5	2086,9
Hydroélectricité[d]	936,3	948,2	1021,7	1084,6	1107,5
Électricité nucléaire[d]	475,3	591,9	632,0	714,2	813,5
Charbon	1001,7	1048,0	1167,4	1122,1	1129,7
Énergie renouvelable	470,1	487,1	475,6	523,7	536,5
TOTAL POUR LE CANADA	8063,4	8078,7	8456,1	8700,3	8775,9

a — Tient compte de l'énergie utilisée sans but énergétique ou en propre, de l'énergie utilisée pour les conversions et du combustible utilisé pour les exportations d'électricité.
b — Comprend les gaz de pétrole liquéfié (GPL).
c — Comprend l'éthane, mais ne tient pas compte de la contraction due au retraitement.
d — Converti à l'aide d'un facteur de 3,6 PJ/TW.h (hydroélectricité) et de 12,1 PJ/TW.h (nucléaire).

Si l'on convertissait l'énergie à l'aide d'une enthalpie de 10,5 pétajoules le térawattheure, en supposant que la quantité d'énergie primaire nécessaire à la production de l'hydroélectricité et de l'électricité à base nucléaire soit la même que s'il s'agissait de combustibles fossiles, on obtiendrait les résultats suivants:

	1982	1983	1984	1985	1986[e]
Hydroélectricité et électricité nucléaire	3143,3	3279,2	3528,4	3783,2	3936,1

e Estimation.

Synthèse de la situation énergétique

2. Pétrole brut et équivalents - Approvisionnements et utilisation (Milliers de mètres cubes par jour)

	1982	1983	1984	1985	1986[e]
Production canadienne	217,7	230,3	243,7	249,4	249,6
Importations[a]	43,8	34,6	34,2	39,8	45,9
Total des approvisionnements	261,5	264,9	277,9	289,3	295,5
Demande intérieure[b]	246,7	229,8	229,2	227,9	226,6
Exportations[a]	24,8	42,8	49,8	75,3	93,6

a — Ne tient pas compte des échanges entre le Canada et les États-Unis.
b — Tient compte de la consommation en propre et de la demande intérieure en gaz de pétrole liquéfié (GPL) des raffineries.
e Estimation.

Synthèse de la situation énergétique

3. Gaz naturel - Approvisionnements et utilisation (Milliards de mètres cubes à 101,325 KPa et 15° Celsius)

	1982	1983	1984	1985	1986[e]
Ventes nettes au Canada	43,9	43,8	47,6	50,1	48,3
Autres utilisations au Canada[a]	3,4	1,4	2,3	1,0	2,2
Exportations	22,2	20,2	21,4	26,2	21,0
Livraisons totales[b]	69,5	65,4	71,3	77,3	71,5

a — Tient compte du combustible pour pipeline et des pertes et d'autres livraisons, moins les importations et les variations de stock
b — Gaz de pipeline commercialisable
e Estimation.

Synthèse de la situation énergétique

4. Électricité - Production et utilisation (Térawattheures)

	1982	1983	1984	1985	1986[e]
Production totale	376,8	395,9	424,9	446,4	455,8
Importations[a]	,3	,2	,3	,2	,2
Total des approvisionnements	377,1	396,1	425,2	446,6	456,0
Demande canadienne	344,1	359,2	387,6	405,1	420,8
Exportations[a]	33,0	36,9	37,6	41,5	35,2

a — Ne tient pas compte des échanges entre le Canada et les États-Unis.
e Estimation.

Gaz

1. Certificats délivrés en 1986 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Aucun certificat n'a été délivré en 1986.

Gaz

2. Ordonnances délivrées en 1986 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur

Demandeur	N° d'ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coûts Estimatifs (en dollars)
Canadian Hunter Exploration Ltd.	XG-1-86	86-02-12	Construction d'un pipeline de 29,3 km de long et de 273 mm de diam. ext., et travaux connexes en Colombie-Britannique et en Alberta	4 450 020
Cyanamid Canada Pipeline Inc.	XG-13-86	86-12-15	Construction d'un pipeline de 6,2 km de long et de 219 mm de diam. ext. en Ontario	890 000
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XG-2-86	86-03-12	Station de comptage des ventes Richmond, en Saskatchewan	120 000
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XG-11-86	86-09-10	Station de comptage des ventes McLaren Lake, en Saskatchewan	350 000
Niagara Gas Transmission Limited	XG-12-86	86-09-24	Modification de la station St. Lawrence Gate et tuyauterie de dérivation temporaire, en Ontario	58 520
Peace River Transmission Company Limited	XG-7-86	86-06-25	Robinet de vente n° 2, Colombie-Britannique	moins de 3 000
Peace River Transmission Company	XG-8-86	86-06-25	Robinet de vente n° 3, Colombie-Britannique	moins de 3 000
Peace River Transmission Company Ltd.	XG-9-86	86-06-25	Robinet de vente n° 5, Colombie-Britannique	moins de 3 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-3-86	86-04-16	Installations de raccordement avec le pipeline Ocelot, Bayhurst, en Saskatchewan	90 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-5-85	86-07-30	Construction d'un pipeline de 6,7 km de long et de 914 mm de diam. ext., et ajouts à la station de compression n° 211 et à la station de comptage pour vérification Niagara, en Ontario	10 244 000
TransCanada PipeLines Limited	MO-63-86	86-12-15	Amélioration et modification de la station de comptage des ventes Ojibway, en Ontario	
Union Gas Limited	XG-6-86	86-06-20	Amélioration et modification de la station de comptage des ventes Ojibway, en Ontario	94 300
Westcoast Transmission Company Limited	XG-4-86	86-07-23	Construction d'un pipeline de 31,9 km de long et de 273 mm de diam. ext. et de la station de comptage des ventes Sikanni n° 69, en Colombie-Britannique	7 560 200
Westcoast Transmission Company Limited	XG-10-86	86-08-13	Station de comptage des ventes Tunkwa Lake Road, en Colombie-Britannique	87 500

Gaz

3. Ordonnances délivrées en 1986 pour approuver des modifications et des ajouts à des installations de gazoducs existantes

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrées	Installations	Couts estimatifs (en dollars)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-22-86	86-12-17	Modification de la station de compression, matériel industriel et de bureau	2 997 900
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	XGM-7-86	86-03-05	Modification de la station de compression, matériel industriel et de bureau	1 064 400
Produits Shell Canada Limitée	XGM-23-86	86-12-23	Modification d'un pipeline de 457 mm de diam. ext. pour l'adapter au transport du gaz	3 000 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-1-86	86-01-16	Remplacement de conduites	16 211 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-4-86	86-02-19	Modifications et additions apportées au pipeline et aux stations de compression et de comptage	23 646 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-5-86	86-02-12	Installations générales	5 024 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-9-86	86-04-03	Remplacement de conduites, modification des pipelines	10 897 000
TransCanada Pipelines Limited	XGM-10-86	86-04-09	Remplacement de conduites, modification de stations de compression	1 452 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-11-85	86-04-09	Modification de stations de compression	180 000
TransCanada PipeLines Company Ltd.	XGM-15-86	86-07-09	Modification de station de compression, remplacement de conduites	7 396 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-16-86	86-08-13	Remplacement de conduites	194 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-19-86	86-10-02	Mesures d'urgence additionnelles	500 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-20-86	86-10-17	Remplacement de conduites, réparation de stations de compression	445 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-21-86	86-10-22	Remplacement de conduites, modification de stations de compression, matériel de pipelines, installations de comptage	46 571 000
Gazoduc TransQuébec et Maritimes Limitée	XGM-8-86	86-03-12	Transport et installations générales	206 400
Westcoast Transmission CompanyLimited	XGM-2-86	86-02-07	Modification générale des installations, services de bureau, matériel mobile	25 050 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-3-86	86-02-12	Remplacement de conduites	2 985 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-6-86	86-02-26	Remplacement de matériel lié aux conduites	2 321 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-12-86	86-04-30	Remplacement de matériel lié aux installations	1 384 000

Gaz

3. (suite) Ordonnances délivrées en 1986 pour approuver des modifications et des ajouts à des installations de gazoducs existantes

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrées	Installations	Coûts estimatifs (en dollars)
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-13-86	86-07-02	Remplacement de matériel lié aux installations, communications	817 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-14-86	86-07-09	Installations de stations de comptage	110 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-17-86	86-09-03	Remplacement de conduites, modification de stations de compression et d'installations	326 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-18-86	86-10-02	Remplacement de conduites et de vannes, modification d'installations et matériel mobile	371 000

Gaz

4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1986

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Période d'application		Volumes maximum		
			Du	Au	Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
1. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-3	Kingsgate, C.-B.	61-10-31	86-10-30	12 995,4	4 341,8	106 288,0
			86-10-31	86-12-17	3 248,9	152,9	
	GL-16		66-11-01	67-10-31	3 204,6	1 059,9	32 063,8
			67-11-01	86-10-31	6 409,2	2 119,8	
			86-11-01	86-12-17	6 409,2	301,6	
	GL-24		68-11-01	69-10-31	3 427,7	1 102,0	28 553,1
			69-11-01	86-10-31	6 685,4	2 206,7	
			86-11-01	86-12-17	6 685,4	289,9	
	GL-35		70-11-01	86-10-31	5 807,2	1 912,1	27 936,0
			86-11-01	86-12-17	5 807,2	273,3	
	GL-67		86-11-01	86-12-17	12 995,4	221,8	221,8
	GL-99		86-12-18	87-10-31	31 897,2	9 340,9	77 626,5
			87-11-01	94-10-31	31 897,2	10 580,4	
2. Canadian Montana Pipe Line Company	GL-5	Aden/Cardston, Alb., Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	61-10-31	86-10-30	1 019,8	310,2	7 832,3
			86-10-31	87-10-31	255,0	77,6	
	GL-17		66-11-01	67-10-31	339,9	103,4	4 652,8
			67-11-01	89-10-31	679,9	206,8	
	GL-25		68-11-01	69-10-31	339,9	103,4	4 905,4
			69-11-01	91-10-31	679,9	206,8	
			91-11-01	92-10-31	439,0	133,6	
			92-11-01	93-10-31	390,9	119,0	
	GL-36		70-11-01	85-10-31	339,9	103,4	1 628,5
			85-11-01	86-10-31	170,0	51,7	
			86-11-01	87-10-31	85,0	25,9	
	GL-52		80-01-01	83-03-31	1 416,4	283,3	2 266,4
			83-04-01	87-12-31	1 133,1	283,3	
	GL-53	Cardston, Alb.,Emerson, Man. & Niagara Falls,Ont.	86-07-01	86-10-31	340,0	34,5	86,2
			86-11-01	87-10-31	170,0	51,7	
	GO-3-79	Reagan Field, Alb.	79-05-01	93-12-31	30,0	10,3	105,0
	GL-70	Niagara Falls, Ont.	86-11-01	87-10-31	637,4	193,9	814,1
			87-11-01	90-10-31	509,9	155,1	
			90-11-01	91-10-31	339,6	103,3	
			91-11-01	92-10-31	169,8	51,6	
	GL-71		89-11-01	90-10-31	340,0	103,4	206,7
			90-11-01	91-10-31	226,4	68,9	
			91-11-01	92-10-31	113,2	34,4	
	GL-72	Aden, Alb.	88-01-01	88-10-31	1 133,1	236,1	1 085,7
			88-11-01	90-10-31	1 133,1	283,3	
			90-11-01	91-10-31	754,6	188,7	
			91-11-01	92-10-31	377,3	94,3	

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1986

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Période d'application Du	Au	Volumes maximum Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
3. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	GL-54	Monchy, Sask.	83-04-01	83-12-31	1 450,0	387,7	3 556,1
			84-01-01	87-12-31	1 450,0	517,0	
	GL-74		88-01-01	88-10-31	1 450,0	430,8	1 981,3
			88-11-01	90-10-31	1 450,0	517,0	
			90-11-01	91-10-31	965,7	344,3	
			91-11-01	92-10-31	482,8	172,2	
4. Consolidated Natural Gas Ltd.	GL-44[a]	Emerson, Man.	72-03-15	92-10-31	4 249,2	1 274,8	18 951,3
	GL-61	Emerson, Man. & Monchy, Sask., maximum combiné	80-11-01	85-10-31	5 665,6	2 067,9	13 389,6
			85-11-01	86-10-31	4 532,5	1 654,0	
			86-11-01	87-10-31	3 824,3	1 396,0	
		Maximum permis à Monchy (Sask.) en tant que partie des volumes combinés d'Emerson/Monchy	81-11-01	84-10-31	3 232,9	1 180,0	7 278,9
			84-11-01	85-10-31	3 891,1	1 438,4	
			85-11-01	86-10-31	3 682,6	1 344,0	
			86-11-01	87-10-31	2 620,3	956,5	
	GL-75		87-11-01	89-10-31	3 824,3	1 396,0	2 792,0
			87-11-01	89-10-31	1 912,2	698,0	1 396,0
5. ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	Sprague, Man.	70-11-01	95-10-31	80,3	9,5	229,0
	GL-29	Fort Frances, Ont.	70-11-01	95-10-31	915,6	218,5	5 462,2
	GL-30[b]	Sprague, Man.	70-11-01	95-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
6. KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls, Ont.	87-11-01	96-10-31	3 540,0	1 292,1	13 567,0
			96-11-01	97-10-31	2 655,0	969,1	
			97-11-01	98-10-31	1 770,0	646,0	
			98-11-01	99-10-31	885,0	323,0	
			99-11-01	00-10-31	3 540,0	1 292,1	
7. Niagara Gas Transmission Ltd.	GL-55	Cornwall, Ont.	80-01-01	82-10-31	350,0	89,1	1 500,2
			82-11-01	83-03-31	350,0	37,1	
			83-04-01	83-10-31	1 200,0	145,8	
			83-11-01	85-10-31	1 200,0	250,0	
			85-11-01	87-10-31	1 200,0	275,0	
	GL-78		87-11-01	90-10-31	1 200,0	275,0	1 099,7
			90-11-01	91-10-31	799,2	183,1	
			91-11-01	92-10-31	399,2	91,6	
8. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Emerson, Man.	87-11-01	96-10-31	4 332,5	1 581,4	16 604,7
			96-11-01	97-10-31	3 249,4	1 186,0	
			97-11-01	98-10-31	2 166,2	790,7	
			98-11-01	99-10-31	1 083,1	395,4	
	GL-96	Kingsgate, C.-B.	84-11-01	85-10-31	7 478,6	2 155,9	23 763,6
			85-11-01	94-10-31	7 478,6	2 488,3	
			94-11-01	95-10-31	4 980,7	1 657,2	
			95-11-01	96-10-31	2 490,7	828,6	
	GL-97	Monchy, Sask.	84-11-01	85-10-31	24 928,5	7 582,8	75 296,7
			85-11-01	94-10-31	24 928,5	8 294,4	
			94-11-01	95-10-31	16 602,4	5 524,1	
			95-11-01	96-10-31	8 301,2	2 762,0	

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1986

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Période d'application		Volumes maximum		
			Du	Au	Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
9. ProGas Ltd.	GL-80	Niagara Falls, Ont.	87-11-01	96-10-31	1 420,0	518,3	5 442,1
			96-11-01	97-10-31	1 065,0	388,7	
			97-11-01	98-10-31	710,0	259,1	
			98-11-01	99-10-31	355,0	129,6	
			99-11-01	00-10-31	1 420,0	518,3	
	GL-81	Emerson, Man.	87-11-01	96-10-31	5 270,0	1 923,5	20 196,7
			96-11-01	97-10-31	3 952,5	1 442,6	
			97-11-01	98-10-31	2 635,0	961,7	
			98-11-01	99-10-31	1 317,5	480,9	
			99-11-01	00-10-31	5 270,0	1 923,5	
	GL-98	Emerson, Man. & Monchy, Sask., maximum combiné	86-08-13	86-10-31	9 440,9	2 646,2	12 177,8
			86-11-01	87-10-31	7 552,7	2 480,0	
			87-11-01	90-10-31	9 440,9	3 100,0	
			90-11-01	91-10-31	7 552,7	2 480,0	
			91-10-01	92-10-31	5 664,5	1 860,0	
			92-11-01	93-10-31	3 776,4	1 240,0	
			93-11-01	94-10-31	1 888,2	620,0	
		Monchy, Sask.	86-08-13	86-10-31	6 797,4	2 480,0	10 988,5
			86-11-01	87-10-31	3 776,3	1 240,0	
			87-11-01	90-10-31	4 720,4	1 550,0	
			90-11-01	91-10-31	3 776,3	1 240,0	
			91-11-01	92-10-31	2 832,2	930,0	
			92-11-01	93-10-31	2 125,0	698,0	
			93-11-01	94-10-31	1 688,2	620,0	
10. Sulpetro Ltd.	GL-82		84-02-05	84-10-31	2 125,0	340,0	4 653,7
			84-11-01	88-10-31	2 125,0	775,6	
			88-11-01	89-10-31	2 125,0	745,9	
			89-11-01	90-10-31	850,0	310,2	
			90-11-01	91-10-31	425,0	155,1	
			91-11-01	92-10-31	2 125,0	775,6	
11. TransCanada PipeLines Ltd.	GL-18	Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	65-11-01	66-10-31	708,2	1 226,6	33 993,4
			66-11-01	90-10-31	4 277,5	1 481,5	
	GL-19	Philipsburg, Qué.	65-11-01	82-10-31	600,6	184,1	3 059,4
			82-11-01	83-10-31	634,5	184,1	
			83-11-01	84-10-31	657,2	184,1	
			84-11-01	85-10-31	679,9	184,1	
			85-11-01	86-10-31	702,5	184,1	
			86-11-01	89-10-31	725,2	184,1	
	GL-20	Emerson, Man.	67-11-01	91-10-31	2 662,8	909,3	21 670,8
	GL-21[d]		68-11-05	91-10-31	n.p.	7 019,1	169 967,0
	GL-37		70-11-01	90-10-31	5 546,6	2 030,1	40 601,0
	GL-38		70-11-01	90-10-31	1 416,4	518,4	10 368,0
	GL-39		70-11-01	90-10-31	204,0	74,6	1 493,0
	GL-42[d]		71-04-15	71-10-31	n.p.	323,8	60 316,5
			71-11-01	94-10-31	n.p.	2 612,3	
	GL-43		71-11-01	91-10-31	n.p.	481,6	9 631,5

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1986

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Période d'application Du	Au	Volumes maximum Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
11 (suite) TransCanada PipeLines Ltd.	GL-83	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	86-10-31	1 133,1	414,0	9 350,2
			86-11-01	94-10-31	2 620,3	959,0	
			94-11-01	95-10-31	1 521,3	556,8	
			95-11-01	96-10-31	774,3	283,4	
	GL-84		84-11-01	93-10-31	1 416,4	518,4	5 054,4
			93-11-01	94-10-31	1 062,3	388,8	
	GL-85		84-11-01	93-10-31	2 832,8	1 036,8	10 108,8
			93-11-01	94-10-31	2 124,6	777,6	
	GL-86	Emerson, Man.	84-11-01	93-10-31	2 832,8	1 036,8	10 886,4
			93-11-01	94-10-31	2 124,6	777,6	
			94-11-01	95-10-31	1 416,4	518,4	
			95-11-01	96-10-31	708,2	259,2	
	GL-87		84-11-01	93-10-31	2 832,8	1 036,8	10 886,4
			93-11-01	94-10-31	2 124,6	777,6	
			94-11-01	95-10-31	1 416,4	518,4	
			95-11-01	96-10-31	708,2	259,2	
	GL-88	Emerson, Man. et/ou Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	4 249,2	1 555,2	16 329,6
			93-11-01	94-10-31	3 186,9	1 166,4	
			94-11-01	95-10-31	2 124,6	777,6	
			95-11-01	96-10-31	1 062,2	388,8	
	GL-89	Emerson, Man.	84-11-01	85-10-31	6 317,1	524,1	12 960,8
			85-11-01	86-10-31	6 317,1	1 957,3	
			86-11-01	90-10-31	6 317,1	2 096,3	
			90-11-01	91-10-31	4 207,2	1 396,1	
			91-11-01	92-10-31	2 103,6	698,1	
	GL-90	Niagara Falls, Ont.	85-11-01	94-10-31	1 416,4	518,4	5 443,2
			94-11-01	95-10-31	1 062,3	388,8	
			95-11-01	96-10-31	708,2	259,2	
			96-11-01	97-10-31	354,1	129,6	
12. Transcontinental Gas Pipe Line Corp.	GL-91[e]	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	8 498,4	1 555,2	16 329,6
			93-11-01	94-10-31	6 373,8	1 166,4	
			94-11-01	95-10-31	4 249,2	777,6	
			95-11-01	96-10-31	2 124,6	388,8	
13. Union Gas Ltd.	GL-92	Windsor, Ont.	85-11-01	90-10-31	1 100,0	284,0	1 703,7
			90-11-01	91-10-31	732,6	189,1	
			91-11-01	92-10-31	366,3	94,6	
			92-11-31	93-10-31	1 100,0	284,0	
14. Westcoast Transmission Company Ltd.	GL-4	Huntingdon, C.-B. & Kingsgate, C.-B.	61-12-10	81-12-09	4 305,8	1 444,7	35 250,9
			81-12-10	82-10-31	4 305,8	1 300,0	
			82-11-01	84-10-31	4 305,8	1 444,7	
			84-11-01	85-10-31	3 229,4	1 083,5	
			85-11-01	86-10-31	2 152,9	722,4	
			86-11-01	87-10-31	1 076,5	361,2	
	GL-41	Huntingdon, C.-B. Kingsgate, C.-B. & Monchy, Sask.	71-11-01	72-10-31	20 773,9	7 223,1	143 495,2
			72-11-01	80-10-31	22 922,9	7 970,3	
			80-11-01	83-03-31	24 622,6	7 970,3	
			83-04-01	83-10-31	26 039,0	4 706,2	
			83-11-01	89-10-31	26 039,0	8 067,8	

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation du gaz naturel au 31 décembre 1986

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Période d'application		Volumes maximum		
			Du	Au	Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
14. (suite) Westcoast Transmission Company Ltd.	GL-93	Huntingdon, C.-B.	89-11-01	92-10-31	8 498,3	3 101,9	13 958,5
			92-11-01	93-10-31	6 373,7	2 326,4	
			93-11-01	94-10-31	4 249,1	1 550,9	
			94-11-01	95-10-31	2 124,6	775,5	
	GL-94	Huntingdon, C.-B. Kingsgate, C.-B. & Monchy, Sask., maximum combiné	89-11-01	90-10-31	13 731,0	4 637,1	9 269,5
			90-11-01	91-10-31	9 144,8	3 088,3	
			91-11-01	92-10-31	4 572,4	1 544,1	
		Maximum permis à Monchy (Sask.) en tant que partie des volumes combinés de Huntingdon/Kingsgate / Monchy	89-11-01	90-10-31	1 416,4	517,0	
			90-11-01	91-10-31	1 416,4	517,0	
			91-11-01	92-10-31	1 416,4	517,0	
		Maximum permis à Monchy (Sask.) en tant que partie des volumes combinés de Huntingdon/Kingsgate/Monchy	89-11-01	90-10-31	2 832,8	n.p.	
			90-11-01	91-10-31	2 832,8	n.p.	
			91-11-01	92-10-31	2 832,8	n.p.	

a— Licence autorisant le détenteur à exporter le gaz naturel qu'il a importé près de Willow Creek (Saskatchewan) en vertu de la licence GLI-5.

b— Licence autorisant une exportation près de Sprague (Manitoba) pour importation près de Rainy River (Ontario).

c— Licence entrant en vigueur à la première livraison et expirant 20 ans et demi plus tard, la période d'application totale ne devant pas dépasser 25 ans. Le gaz naturel liquéfié exporté est celui-là même que le détenteur de licences aura importé près de St-Jean (Nouveau-Brunswick) en vertu de la licence GLI-7.

d— Licence autorisant une exportation près d'Emerson (Manitoba) pour importation près de Sault-Ste-Marie et de Sarnia (Ontario) pour desservir le marché de l'Est du Canada.

e— Licence autorisant l'exportation de gaz naturel déjà importé et stocké au Canada.

n.p. Non précisé.

Gaz

5. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène, au 31 décembre 1986 (Mètres cubes)

Importateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Période d'application Du	Au	Volumes maximum
PROPANE					
1. La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	GL-32	Tout point de la frontière entre le Canada et les États-Unis	79-01-01	93-12-31	92 698/an
			94-01-01	94-12-31	77 206
	EPR-918-79[a]	Comme GL-32	79-09-06	96-01-31	n.p.
2. Dome Petroleum Ltd.	GL-31	Comme GL-32	79-01-01	79-12-31	716 983
			80-01-01	80-12-31	688 571
			81-01-01	81-12-31	656 190
			82-01-01	82-12-31	620 476
			83-01-01	86-12-31	133 254/an
			87-01-01	87-12-31	143 809
			88-01-01	88-12-31	193 016
			89-01-01	89-12-31	196 984
			90-01-01	90-12-31	169 047
			91-01-01	91-12-31	165 873
			92-01-01	92-12-31	165 079
			93-01-01	93-12-31	162 098
			94-01-01	94-12-31	103 968
	EPR-917-79[a]	Comme GL-32	79-09-06	96-01-31	n.p.
	EPR-930-84[b]	Tout point de l'Ontario situé sur la frontière entre le Canada et les États-Unis	84-04-01	84-12-31	458 335
			85-01-01	91-12-31	608 335/an
			92-01-01	92-04-15	153 100
3. Compagnie Pétrolière Impériale Ltée	EPR-922-80[a]	Gretna, Man.	80-09-01	90-08-31	n.p.
4. PanCanadian Gas Products Ltd.	GL-34	Comme GL-32	79-01-01	85-12-31	63 730/an
			86-01-01	86-12-31	53 175
			87-01-01	87-12-31	3 968
	EPR-919-79[a]	Comme GL-32	79-06-06	91-01-31	n.p.
BUTANES					
5. La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	EBU-133-74[a]	Gretna, Man.	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 848
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062

Gaz

5. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène, au 31 décembre 1986 (Mètres cubes)

Importateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Période d'application Du	Au	Volumes maximum
6. Dome Petroleum Ltd.	EBU-132-74[a]	Gretna, Man.	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724
	EBU-929-84[a]	Tout point de la province de l'Ontario situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis	84-04-01	84-12-31	340 650
			85-01-01	91-12-31	425 135/an
			92-01-01	92-12-31	128 825
7. Compagnie Pétrolière Impériale Ltée	EBU-911-80[a]	Gretna, Man.	80-09-01	90-08-31	n.p.
8. PanCanadian Gas Products Ltd.	EBU-134-74[a]	Gretna, Man.	79-01-01	83-12-31	213 822/an
			84-01-01	90-12-31	240 550/an
9. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	Gretna, Man.	82-07-01	92-06-30	n.p.
10. Dome Petroleum Ltd.	GL-51	Elmore, Sask. Windsor, Ont.	79-06-21	93-12-31	19 069 000
ÉTHYLÈNE					
11. Dow Chemical of Canada Ltd.	EYL-1-76	Elmore, Sask. Sarnia and Windsor, Ont.	80-01-01	89-12-31	158 757 340 kg/an
	EYL-2-76[a]	Elmore, Sask.	78-01-01	97-12-31	181 438 810 kg/an

a — Licence ou ordonnance autorisant une exportation de produits pour une importation subséquente.
b — Il s'agit d'une licence/ordonnance d'importation-exportation en vertu de laquelle un produit exporté avait déjà été importé
n.p. Non précisé

Gaz

6. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel au 31 décembre 1986

Importateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Période d'application		Volumes maximum		
			Du	Au	Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
1. Border Utilities Ltd.	GO-8-86	Coutts, Alb.	86-01-28	99-12-31	30,0	n.p.	n.p.
2. Canadian Western Natural Gas Co. Ltd.	GO-6-66	Coutts, Alb.	66-09-22	85-09-14	30,0	n.p.	n.p.
	GO-6-84		84-11-01	85-10-31	n.p.	3,4	3,4
	GO-5-85		85-11-01	86-09-15	n.p.	n.p.	3,4
3. Consolidated Natural Gas Ltd.	GLI-5[a]	Willow Creek, Sask.	72-03-15	92-10-31	4 249,2	1 274,8	18 951,3
4. ICG Transmission Limited	GL-30[b]	Rainy River, Ont.	70-11-01	95-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
5. Tenneco LNG Inc.	GLI-7	Saint John, N.-B.	c	c	n.p.	418,68PJ	8 373,6PJ
6. TransCanada PipeLines Ltd.	GL-21[b]	Sault-Ste-Marie et Sarnia, Ont.	68-11-05	91-10-31	n.p.	7 019,1	169 967,0
	GL-42[d]		71-04-15	71-10-31	n.p.	232,8	
			71-11-01	94-10-21	n.p.	2 612,3	60 316,5
7. Transcontinental Gas Pipe Line Corp.	GL-91[e]	Sarnia, Ont.	84-11-01	93-10-31	4 249,0	1 555,2	
			93-11-01	94-10-31	3 156,9	1 166,4	
			94-11-01	95-10-31	2 124,6	777,6	
			95-11-01	96-10-31	1 062,3	388,8	16 329,6

a — Licence autorisant le détenteur à importer le gaz naturel qu'il exportera par la suite près d'Emerson (Manitoba), en vertu de la licence GL-44.

b — Licence autorisant le détenteur à importer le gaz naturel qu'il a exporté près de Sprague (Manitoba).

c — Licence entrant en vigueur à la première livraison et expirant 20 ans et demi plus tard, la période d'application totale ne devant pas dépasser 25 ans. Le gaz naturel liquéfié importé en vertu de cette licence sera exporté par la suite près de St. Stephen (Nouveau-Brunswick), en vertu de la licence GL-49.

d — Licence autorisant le détenteur à importer le gaz naturel qu'il a déjà exporté près d'Emerson (Manitoba) pour desservir les marchés canadiens.

e — Licence autorisant une importation de gaz naturel pour stockage au Canada et exportation subséquente aux États-Unis.

n.p. Non précisé.

Gaz

7. Licences et ordonnances à long terme d'importation de propane, butanes, éthane et éthylène au 31 décembre 1986 (Mètres cubes)

Importateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Période d'application Du	Au	Volumes maximum
PROPANE					
1. La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	EPR-918-79[a]	Tout point de la frontière entre le Canada et les États-Unis	79-09-06	96-01-31	n.p.
BUTANES					
2. La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	EBU-133-74[a]	Sarnia, Ont.	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 158
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062
3. Dome Petroleum Ltd.	EBU-132-74[a]	Sarnia, Ont.	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724
4. Compagnie Pétrolière Impériale Ltée	EBU-911-80[a]	Sarnia, Ont.	80-09-01	90-08-31	n.p.
5. PanCanadian Gas Company Ltd.	EBU-134-74[a]	Sarnia, Ont.	79-01-01	83-12-31	213 822/an
			84-01-01	90-12-31	240 550/an
6. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	Sarnia, Ont.	82-07-01	92-06-30	n.p.
ÉTHYLÈNE					
7. Dow Chemical of Canada Ltd.	EYL-2-76[a]	Windsor, Ont.	78-01-01	97-12-31	68 038 860 kg/an

a — Licence/ordonnance autorisant l'importation d'un produit qui a déjà été exporté.
b — Licence/ordonnance d'importation/exportation en vertu de laquelle un produit importé est ensuite exporté.
n.p. Non précisé

Gaz

8. Exportations de gaz naturel (Millions de mètres cubes)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Réel 1985	Préliminaire 1986	Cumulatif au 31 Déc. 1986
Alberta & Southern Gas Co. Ltd	GL-3	4 743,6	2 471,0	106 288,0
	GL-16	1 304,4	464,8	32 063,8
	GL-24	615,9	439,8	28 553,1
	GL-35	1 895,8	857,4	27 936,0
	GL-67	-	221,8	221,8
	GL-99	-	443,0	443,0
	GO-31-86	-	232,3	232,3
	GO-62-86		1 820,0	1 820,0
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	GO-1-85	26,1	-	26,1
	GO-10-85	17,2	51,3	68,6
Brymore Gas (Canada) Inc.	GO-80-86	-	2,6	2,6
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5	,0	,0	6 386,4
	GL-17	,0	,0	3 035,3
	GL-25	,0	,0	3 516,4
	GL-36	,0	,0	1 183,2
	GL-52	224,1	211,7	968,0
	GO-3-79	3,7	4,3	19,0
Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[a]	333,1	265,0	5 839,0
	GL-61	881,9	365,3	4 775,4
	GO-3-86	-	214,3	214,3
	GO-4-86	-	68,2	68,2
	GO-89-86	-	68,3	68,3
	GO-92-86	-	72,7	72,7
Czar Resources Limited	GO-7-84	58,5	-	61,2
	GO-9-85	6,3	7,0	13,3
	GO-30-86	-	29,5	29,5
Diamond Shamrock Exploration of Canada Ltd.	GO-23-85	,0	1,7	1,7
Dome Petroleum Limited	GO-11-85	55,9	101,0	156,8
	GO-18-85	2,3	15,7	17,9
	GO-22-85	,0	2,5	2,5
	GO-14-86	-	,5	,5
	GO-101-86	-	9,6	9,6
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	9,7	4,8	129,7
	GL-29	91,7	43,4	2 689,6
	GL-30[b]	171,8	175,8	4 242,4
	GO-53-86	-	1,7	1,7
	GO-54-86	-	30,5	30,5
	GO-98-86	-	2,5	2,5
	GO-99-86	-	16,4	16,4
	GO-100-86	-	3,8	3,8
Compagnie Pétrolière Impériale Ltée	GO-6-85[c]	,0	87,6	87,6
	GO-84-86[c]	-	22,4	22,4
Natgas Canada Inc.	GO-19-86	-	2,0	2,0
Niagara Gas Transmission Limited	GL-55	227,6	110,1	910,8
	GO-32-86	-	53,7	53,7
	GO-90-86	-	46,6	46,6
Northridge Petroleum Marketing, Inc.	GO-2-85	66,2	,0	66,2
	GO-13-85	13,7	55,2	68,9

Gaz

8. (suite) Exportations de gaz naturel (Millions de mètres cubes)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Réel 1985	Préliminaire 1986	Cumulatif au 31 Déc. 1986
Pan-Alberta Ltd.	GL-96	2 480.0	2 484,8	5 046,3
	GL-97	3 414.2	1 971,4	5 578,7
	GO-96-86	-	180,0	180,0
Poco Petroleums Limited	GO-19-85	47.7	142,8	190,5
	GO-87-86	-	2,2	2,2
ProGas Limited	GL-56	1 136.3	427,3	6 732,2
	GL-98	-	262,5	262,5
	GO-14-85	13.8	32,9	46,7
	GO-15-85	88.3	59,0	147,3
	GO-16-85	59.6	53,2	112,8
	GO-9-86	-	44,6	44,6
	GO-10-86	-	38,9	38,9
	GO-11-86	-	25,5	25,5
	GO-12-86	-	79,3	79,3
	GO-97-86	-	34,4	34,4
Shell Canada Limitée	GO-28-85	-	17,1	17,1
	GO-21-86	-	,3	,3
Sulpetro Limited	GL-82	740.6	431,9	1 531,1
	GO-8-85	,9	,0	,9
TransCanada Pipelines Limited	GL-18	786.8	207,7	20 555,4
	GL-19	147.6	111,3	2 141,6
	GL-20	309.5	52,3	13 519,9
	GL-21[d]	5 159.5	6 493,5	104 463,1
	GL-37	1 103.6	704,4	27 257,4
	GL-38	362.5	60,9	6 771,7
	GL-39	70.6	21,9	915,2
	GL-42[d]	1 920.2	2 416,7	32 714,5
	GL-43	,0	,0	1 335,8
	GL-60	1 322.4	,0	7 279,6
	GL-83	382.2	378,0	829,4
	GL-89	229.2	375,1	604,3
	GO-7-86	-	619,4	619,4
	GO-13-86	-	104,9	104,9
	GO-24-86	-	16,7	16,7
	GO-25-86	-	1,7	1,7
	GO-40-86	-	,0	,0
	GO-51-86	-	25,4	25,4
	GO-52-86	-	176,1	176,1
	GO-56-86	-	36,9	36,9
	GO-83-86[e]	-	3,8	3,8
	GO-83-86	-	34,3	34,3
	GO-91-86	-	15,8	15,8
	GO-93-86	-	235,7	235,7
Union Gas Limited	GL-64	13,2	-	901,7

Gaz

8. (suite) Exportations de gaz naturel (Millions de mètres cubes)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Réel 1985	Préliminaire 1986	Cumulatif au 31 Déc. 1986
Westcoast Transmission Limited	GL-4	602,4	254,4	29 046,5
	GL-41	2 597,9	1 430,5	73 214,2
	GO-15-86	-	348,3	348,3
	GO-16-86	-	81,9	81,9
	GO-17-86	-	1,6	1,6
	GO-23-86	-	1,0	1,0
	GO-94-86	-	77,6	7,6
	GO-95-86	-	771,2	771,2
EXPORTATIONS BRUTES		33 738,7	30 445,0	576 643,4
EXPORTATIONS NETTES[f]		26 154,1	20 980,1	429 270,6

a — Licence autorisant le détenteur à exporter le gaz naturel qu'il a importé près de Willow Creek (Saskatchewan) en vertu de la licence GLI-5.

b — Licence autorisant une exportation près de Sprague (Manitoba) pour importation près de Rainy River (Ontario).

c — Licence autorisant une exportation de gaz naturel près d'Emerson (Manitoba) en échange d'une importation d'éthane par Dome Petroleum Limited près de Sarnia (Ontario).

d — Licence autorisant une exportation près d'Emerson (Manitoba) pour une importation près de Sault-Ste-Marie et de Sarnia (Ontario) pour desservir les marchés de l'Est du Canada.

e — Licence autorisant le détenteur à exporter le gaz naturel qu'il a importé près de Niagara Falls (Ontario).

f — Ne tiennent pas compte des volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées par les notes en bas de page.

Gaz

9. Importation de gaz naturel (Millions de mètres cubes)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Réel 1985	Préliminaire 1986	Cumulatif au 31 Déc. 1986
Border Utilities Ltd.	GO-2-66	,9	-	18,4
	GO-8-86	-	7	,7
Canadian Western Natural Gas Company Ltd.	GO-6-84	2,6	-	4,0
	GO-5-85	1,6	1,5	3,1
	GO-69-86	-	,3	,3
Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5[a]	338,6	303,4	5 964,2
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30[b]	171,8	175,8	4 242,4
TransCanada Pipelines Limited	GL-21[c]	5 131,6	6 404,1	104 221,2
	GL-42[c]	1 909,9	2 383,4	32 797,0
	GO-83-86[d]	-	3,7	3,7
Union Gas Limited	GO-5-86	-	55,8	55,8
	GO-41-86	-	56,7	56,7
	GO-55-86	-	56,7	56,7
	GO-68-86	-	48,4	48,4
	GO-82-86	-	41,1	41,1
IMPORTATIONS BRUTES		7 556,8	9 531,6	147 513,8
IMPORTATIONS NETTES[e]		5,1	261,2	285,2

a — Licence autorisant le détenteur à importer du gaz naturel qu'il exportera ensuite près d'Emerson (Manitoba) en vertu de la licence GL-44.

b — Licence autorisant le détenteur à importer du gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Sprague (Manitoba).

c — Licence autorisant le détenteur à importer du gaz naturel qu'il a déjà exporté près d'Emerson (Manitoba) pour desservir les marchés canadiens.

d — Licence autorisant le détenteur à importer du gaz naturel qu'il exportera ensuite près de Niagara Falls (Ontario).

e — Ne tiennent pas compte des volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées par les notes en bas de page.

Gaz

10. Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (Mètres cubes)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Réel 1985	Préliminaire 1986
PROPANE			
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	GL-32	92 696	92 696
	EPR-918-79[a]	924 572	811 117
	EPR-933-85[b]	574	s/o
	EPR-934-86[b]	s/o	2 239
Cochin Pipeline Ltd.	EPR-932-85[a]	3 923	s/o
Dome Petroleum Limited	GL-31	133 254	133 254
	GL-917-79[a]	803 539	708 400
	GL-930-84[b]	334 038	384 040
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EPR-922-80[a]	90 833	0
PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	0	0
	EPR-919-79[a]	259 896	240 782
Petro-Canada Inc.	EPR-931-85[b]	299	0
	EPR-934-86[b]	s/o	0
Procor Limited	EPR-935-86[b]	s/o	0
EXPORTATIONS BRUTES		2 646 360	2 372 528
EXPORTATIONS NETTES[c]		225 950	225 950
BUTANES			
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	EBU-133-74[a]	574 504	517 216
	EBU-932-85[b]	6 486	s/o
	EBU-933-86[b]	s/o	7 958
Cochin Pipeline Ltd.	EBU-931-85[a]	1 619	s/o
Dome Petroleum Limited	EBU-132-74[a]	608 932	634 089
	EBU-929-84[b]	279 163	274 498
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80[a]	58 723	0
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	113 210	102 016
Petro-Canada Inc.	EBU-930-85[b]	0	0
	EBU-934-86[b]	s/o	0
Procor Limited	EBU-935-86[b]	s/o	0
Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	82 602	1 201
EXPORTATIONS BRUTES		1 725 239	1 536 978
EXPORTATIONS NETTES[c]		0	0

Gaz

10. (suite) Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (Mètres cubes)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Réel 1985	Préliminaire 1986
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-47	822 686	s/o
	GL-51	2 368 413	814 816
	GO-1-76[a]	0	0
EXPORTATIONS BRUTES		3 191 099	814 816
EXPORTATIONS NETTES[c]	GL-47	364 556	s/o
	GL-51	1 246 010	317 672
		1 610 566	317 672
		Kilogrammes	
ÉTHYLÈNE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76[d]	0	0
	EYL-2-76[a]	156 093 364	141 351 027
EXPORTATIONS BRUTES		156 093 344	141 351 027
EXPORTATIONS NETTES[c]		0	0

a — Licence ou ordonnance autorisant l'exportation d'un produit qui sera ensuite importé.
b — Licence ou ordonnance d'importation-exportation en vertu de laquelle le produit exporté a déjà été importé.
c — Ne tiennent pas compte des volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées par les notes en bas de page.
d — Licence autorisant une exportation d'éthylène à Elmore (Saskatchewan) à condition que le produit exporté puisse être importé à Windsor (Ontario) et réexporté à Sarnia ou à Windsor (Ontario). En 1983 et en 1984, tout ce qui a été exporté à Elmore (Saskatchewan) a été importé à Windsor (Ontario), sans déplacement du produit.
s/o Sans objet

Gaz

11. Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (Mètres cubes)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Réel 1985	Préliminaire 1986
PROPANE			
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	EPR-918-79[a]	924 640	821 022
	EPR-933-85[b]	574	s/o
	EPR-934-86[b]	s/o	2 239
Cochin Pipeline Ltd.	EPR-932-85[a]	3 923	s/o
Dome Petroleum Limited	GL-917-79[a]	754 077	720 778
	GL-930-84[b]	393 743	403 922
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EPR-922-80[a]	90 833	0
PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79[a]	262 632	27 837
Petro-Canada Inc.	EPR-931-85[a]	285	0
	EPR-934-86[b]	s/o	3 065
Procor Limited	EPR-935-86[b]	s/o	0
IMPORTATIONS BRUTES		2 430 707	1 978 863
IMPORTATIONS NETTES[c]		0	0
BUTANES			
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	EBU-133-74[a]	571 187	520 204
	EBU-932-85[b]	6 486	s/o
	EBU-933-86[b]	s/o	7 958
Cochin Pipeline Ltd.	EBU-931-85[a]	1 619	s/o
Dome Petroleum Limited	EBU-132-74[a]	606 483	653 951
	EBU-929-84[b]	279 815	270 746
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80[a]	58 723	0
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	113 210	102 016
Petro-Canada Inc.	EBU-930-85[a]	0	0
	EBU-934-86[b]	s/o	0
Procor Limited	EBU-935-86[b]	s/o	0
Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	81 001	1 201
IMPORTATIONS BRUTES		1 718 524	1 556 076
IMPORTATIONS NETTES[c]		0	0

Gaz

11. (suite) Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (Mètres cubes)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Réel 1985	Préliminaire 1986
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	GO-1-76[a]	0	0
	GL-47	406 153	s/o
	GL-51	1 030 967	499 883
	GO-3-84	43 339	s/o
	GO-3-85	25 056	s/o
	GO-7-85	8 386	77 886
	GO-33-86	s/o	79 981
	GO-85-86	s/o	32 980
IMPORTATIONS BRUTES		1 513 961	690 730
IMPORTATIONS NETTES[c]			
	GO-3-84	43 339	s/o
	GO-3-85	25 056	s/o
	GO-7-85	8 386	77 886
	GO-33-86	s/o	79 981
	GO-85-86	s/o	32 980
		76 781	190 847
ÉTHYLÈNE		Kilogrammes	
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76[d]	0	0
	EYL-2-76[a]	156 093 364	138 633 421
IMPORTATIONS BRUTES		156 093 344	138 633 421
IMPORTATIONS NETTES[c]		0	0

a — Licence/ordonnance autorisant l'importation d'un produit qui a déjà été exporté.
b — Licence/ordonnance d'importation-exportation en vertu de laquelle le produit importé est ensuite exporté.
c — Ne tiennent pas compte des volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées par les notes en bas de page.
d — Licence autorisant l'importation d'éthylène qui a déjà été exporté à Elmore (Saskatchewan) à condition que le produit importé à Windsor (Ontario) puisse être réexporté à Sarnia ou à Windsor (Ontario). En 1983 et en 1984, tout ce qui a été exporté à Elmore (Saskatchewan) a été importé à Windsor (Ontario), sans autre déplacement du produit.
s/o Sans objet

Gaz

12. Exportations totales nettes de propane et de butanes (Mètres cubes)

Exportateur	Propane		Butanes	
	Réel 1985	Préliminaire 1986	Réel 1985	Préliminaire 1986
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée[a]	332 114	290 428	389 104	390 710
Atlantic Speedy Propane Limited	491	1 364	s/o	s/o
Burnell Gas of Canada Ltd.	42 943	27 353	s/o	s/o
Can-Am Liquids Corp. Ltd.	12 865	11 414	2 631	1 294
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	23 809	12 063	28 035	24 802
Canadian Superior Oil Ltd.	45 342	32 577	90 703	48 331
CanPet Marketing Ltd.	s/o	2 299	s/o	706
Canstates Energy	37 170	57 196	38 018	83 173
Chevron Canada Resources Ltd.	104 508	20 599	1 617	0
Consolidated Gathering Systems Limited	s/o	8 185	s/o	1 958
Consumers' Co-Operative Refineries Limited	1 344	1 956	0	0
Dillingham Construction Ltd.	361	s/o	s/o	s/o
Dome Petroleum Limited[a]	739 063	684 439	636 684	546 385
Dominion Propane Corp.	478	0	s/o	s/o
Elbow River Resources	0	0	0	0
Elgin Resources Limited	1 279	6 838	5 725	2 161
Gas Supply (Minn.) Ltd.	5 268	s/o	485	s/o
Ressources Gulf Canada Inc.	151 588	6 445	474	2 009
Gulliver Energy Ltd.	0	122	738	495
Home Oil Company Limited	35 178	11 212	55 870	28 209
Husky Oil Operations Ltd.	0	654	0	817
ICG Liquid Gas Ltd.	57 705	41 924	s/o	s/o
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	210 590	242 505	316 837	325 004
Kildair Service Ltee	590	0	s/o	0
Koch Hydrocarbons Canada	3 193	0	56 270	21 011
M-P Oils Limited	5 081	3 337	17 421	6 087
Mobil Oil Canada Ltd.	90 145	50 023	22 116	53 920
NGL Supply (1985) Ltd.	574	1 086	6 409	0
Northern Petro Products Corp. Ltd.	0	s/o	0	s/o
Olco Oil	0	0	s/o	s/o
PanCanadian Gas Products Limited[a]	204 518	137 448	110 689	115 471
Petro-Canada Inc.	377 852	273 572	267 969	285 583
Petrosol International Inc.	s/o	10 000	s/o	0
Petrowest Petroleum Ltd.	10 130	19 226	7 203	13 525
Pounder Emulsions Ltd.	1 379	s/o	1 975	s/o
Raymond Gas Liquids Marketing Ltd.	13 786	14 995	20 257	29 486
Rivecal Energy Ltd.	0	0	0	0
Shell Canada Limitée	183 143	163 518	171 821	243 232
Stephens Energy Limited	48 560	25 682	82 500	31 645
Stittco Energy Limited	0	5 077	0	0
Sunoco Inc.	5 970	12 245	6 402	14 740
Texaco Canada Inc.	88 842	66 670	116 090	74 188
Ultramar Canada Inc.	0	0	0	0
Unocal Canada Limited	12/869	8 285	729	486
Westcan Energy Ltd.	349	9 392	9 394	4 830
TOTAUX	2 849 077	2 260 399	2 464 166	2 350 258

a — Tient compte des volumes d'exportation nets autorisés par une licence.
s/o Sans objet

Pétrole

1. Certificats délivrés en 1986 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	N° de certificat	Date de délivrance	Installations	Coûts estimatifs (en dollars)
Pipeline Interprovincial Limitée	OC-37	86-05-02	Construction au Manitoba et en Saskatchewan de 2 km de conduite de 457 mm de diam. ext. de 538 km de conduite de 508 mm de diam. ext. et de cinq boucles de 1 219 mm de diam. ext., soit au total 8,4 kilomètres	235 000 000

Pétrole

2. Ordonnances délivrées en 1986 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur

Demandeur	N° d'ordonnance	Date de délivrances	Installations	Coûts estimatifs (en dollars)
Cochin Pipe Lines Ltd.	XO-3-86	86-04-16	Modifications et additions apportées à des stations de pompage et comptage en Saskatchewan	605 000
Dome NGL Pipeline Ltd.	XO-2-86	86-04-03	Modifications et additions apportées à des stations de pompage et de comptage en Ontario	160 000
Polysar Hydrocarbons Limited	XO-1-86	86-04-07	Construction et achat de gazoducs en Ontario comprenant une conduite de 6,6 km de longueur et de 219 mm de diam. ext. et trois conduites sous-fluviales de rechange, en Ontario	2 560 000

Pétrole

3. Ordonnances délivrées en 1986 pour approuver des modifications et des ajouts à des installations d'oléoducs existantes

Demandeur	N° d'ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coûts estimatifs (en dollars)
Cochin Pipe Lines Ltd.	XOM-6-86	86-04-03	Modification du système de surveillance par ordinateur	82 280
Pipeline Interprovincial Limitée	XOM-5-86	86-03-27	Réparation d'une fuite dans la conduite principale, modification de la contenance de réservoirs, installations générales	974 600
Pipeline Interprovincial Limitée	XOM-10-86	86-06-18	Remplacement de la tuyauterie de stations	1 760 000
Pipeline Interprovincial Limitée	XOM-12-86	86-07-30	Modification de à la contenance de réservoirs	187 000
Pipeline Interprovincial Limitée	XOM-14-86	86-08-13	Compteurs et installations générales	3 046 000
Pipeline Interprovincial Limitée	XOM-18-86	86-09-24	Modification de stations de pompage et rénovation de réservoirs, de compteurs et d'installations générales	22 061 700
Pipeline Interprovincial Limitée	XOM-20-86	86-11-19	Matériel informatique	1 870 000
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	XOM-15-86	86-08-20	Pompes, compteurs, installations générales et matériel mobile	777 400
Manito Pipelines Ltd.	XOM-8-86	86-06-11	Rénovation de pompe et de compteurs, amélioration de la station et du matériel de transport	709 500
Manito Pipelines Ltd.	XOM-9-86	86-06-11	Installations de pompage	344 850
Manito PipeLines Ltd.	XOM-22-86	86-11-26	Modification de la tuyauterie	29 000
Les Pipe-Lines Montréal Limitée	XOM-3-86	86-02-06	Installation de poids pour terrain vaseux sur une conduite de 457 mm de diam. ext.	385 000
Les Pipe-Lines Montréal Limitée	XOM-4-86	86-03-12	Matériel informatique, capteurs et installations générales	136 000
Murphy Oil Company Ltd.	XOM-13-86	86-07-30	Matériel pour la station de pompage	255 000
Petroleum Transmission Company	XOM-1-86	86-04-16	Matériel pour la station de pompage	33 000
Sun Pipe Line Company	XOM-11-86	86-06-25	Modification du réseau pipelinier	104 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-2-86	86-01-29	Systèmes de contrôle et de traitement des données, matériel et logiciel	1 492 260
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-17-86	86-09-10	Conduite de livraison, système SCADA et installations de comptage	2 490 500
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-21-86	86-11-26	Remplacement de conduites, matériel pour station de pompage, réservoirs et installations générales	12 035 000
Les Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-7-86	86-07-02	Installations pipelinières supp., station de pompage, automatisation de lignes et installations de communication	1 286 000
Les Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-16-86	86-08-20	Modification de stations de pompage et de comptage	140 000
Les Pipelines Trans-Nord Inc.	MO-56-86	86-07-09	Modification de la station Booster d'Ottawa	40 000
Wascana Pipe Line Ltd.	XOM-19-86	86-09-22	Raccordement de conduites et montage d'une gare pour pistons racleurs	16 000

Pétrole

4. Exportations de produits pétroliers (Mètres cubes)

Mois	Essence pour moteur	Distillat moyen	Carburéacteur	Mazout lourd	Pétrole partiellement traité	Total
Janvier	134 337	234 837	16 219	91 269	0	476 662
Février	196 393	160 448	24 034	59 951	0	440 826
Mars	143 800	290 280	12 774	110 243	0	557 097
Avril	225 147	261 116	23 852	105 519	45 729	661 363
Mai	190 216	234 505	78 683	61 572	41 027	606 003
Juin	185 483	204 264	31 305	164 315	0	585 367
Juillet	161 460	249 180	33 855	94 493	0	538 988
Août	148 500	290 080	20 438	157 838	0	616 856
Septembre	219 410	289 312	95 670	120 769	35 050	760 211
Octobre	170 398	244 659	51 566	120 396	53 292	640 311
Novembre	100 327	197 133	59 857	166 908	0	524 225
Décembre	221 599	351 719	41 418	123 501	0	738 237
TOTAL	2 097 070	3 007 533	489 671	1 376 774	175 098	7 146 146

Pétrole

5. Exportations de pétrole brut canadien et d'équivalents - 1985 et 1986 (Mètres cubes)

Société	Destination	1985		1986	
		Total	Moyenne quotidienne	Total	Moyenne quotidienne
Amoco Production Company	Texas City, Texas	1 809 393	4 957	283 850	777
	Whiting,Indiana	0	0	1 115 149	3 055
Ashland Oil Inc.	Canton, Ohio	138 799	380	0	0
	St. Paul, Minnesota	654 622	1 793	578 000	1 583
Avant Petroleum Inc.	Nederland, Texas	22 156	60	0	0
	Chicago, Illinois	24 366	66	0	0
Border Fuel Supply	Billings, Montana	0	0	2 476	6
CGS Energy Inc.	Blue Island, Illinois	0	0	23 922	65
Challenger Petroleum	Anacortes, Washington	0	0	25 000	68
Citgo Petroleum Corporation	Gulf Coast, U.S.A.	39 643	108	0	0
Clark Oil & Refining Corporation	Blue Island, Illinois	2 056 461	5 634	2 111 949	5 786
Coastal States Trading Inc.	Gulf Coast, U.S.A.	60 283	165	0	0
Conoco Inc.	Billings, Montana	1 097 780	3 007	1 643 295	4 502
Consumers Power	Marysville, Michigan	29 823	81	0	0
Crystal Refining	Carson City, Michigan	31 911	87	23 429	64
Exxon Company, U.S.A.	Billings, Montana	333 838	914	785 555	2 152
	Texas City, Texas	0	0	36 889	101
Farmers Union Central Exchange	Laurel, Montana	922 511	2 527	1 168 332	3 200
Gladieux Refining Co.	Fort Wayne, Indiana	18 493	50	0	0
Gotco N.V.	Anacortes, Washington	0	0	71 706	196
Hill Petroleum Company	Houston, Texas	0	0	365 905	1 002
Koch Refining Company	Pine Bend, Minnesota	7 662 911	20 994	8 494 171	23 271
Laketon Refining Corp.	Laketon, Indiana	392 434	1 075	203 123	556
Lyondell Petrochem Company	Houston, Texas	0	0	42 795	117
Marathon Petroleum Company	Detroit, Michigan	694 415	1 902	367 560	1 007
Mitsui and Company (Canada) Ltd.	Chita, Japan	0	0	50 414	138
Mobil Oil Corporation	Ferndale, Washington	94 516	258	0	0
	Joliet, Illinois	4 065 209	11 137	3 624 963	9 931
Montana Refining Company	Great Falls, Montana	29 287	80	56 637	155
Murphy Oil USA Inc.	Anacortes, Washington	0	0	24 825	68
	Chicago, Illinois	9 939	27	0	0
	Great Falls, Montana	6 112	16	0	0
	St. Paul, Minnesota	0	0	9 810	26
	Superior, Wisconsin	362 608	993	354 834	972
NOCO Energy Corp.	Tonawanda, New York	154 351	422	252 015	690
Petrogulf Oil and Refining Ltd.	Gulf Coast, U.S.A.	41 349	113	0	0
Phibro Energy Inc.	Gulf Coast, U.S.A.	50 219	137	0	0
	La Jet, Louisiana	45 346	124	0	0
	Philadelphia, Pennsylvania	38 131	104	0	0
	St. Paul, Minnesota	53 761	147	98 817	270
Providence Petroleum Inc.	Gulf Coast, U.S.A.	48 393	132	0	0
Rock Island Refining Corporation	Rock Island, Indiana	871	2	0	0
Shell Oil Company	Anacortes, Washington	237 516	650	737 742	2 021
Standard Oil Company	Toledo, Ohio	120 574	330	222 465	609
Sun International	Philadelphia, Pennsylvania	0	0	97 991	268

Pétrole

5. (suite) Exportations de pétrole brut canadien et d'équivalents - 1985 et 1986

(Mètres cubes)

Société	Destination	1985 Total	1985 Moyenne quotidienne	1986 Total	1986 Moyenne quotidienne
Sun Oil Trading Company	Chicago, Illinois	35 670	97	0	0
	East Coast, U.S.A.	194 851	533	0	0
	Gulf Coast, U.S.A.	210 864	577	44 010	120
	Marysville, Michigan	274 494	752	0	0
	Toledo, Ohio	244 564	670	0	0
Sun Refining and Marketing Company	Toledo, Ohio	0	0	2 238 270	6 132
Texaco Trader International	Chicago, Illinois	0	0	23 732	65
	Whiting, Indiana	0	0	30 100	82
Texaco U.S.A.	Anacortes, Washington	362 628	993	390 692	1 070
	Delaware, Delaware	0	0	99 986	273
Total Petroleum, Inc.	Alma, Michigan	124 746	341	96 317	263
	Toledo, Ohio	37 967	104	0	0
Transworld Oil Limited	Bufan, Korea	0	0	138 763	380
	Carson City, Michigan	0	0	19 268	52
	Chicago, Illinois	0	0	97 358	266
	Delaware, Delaware	0	0	14 922	40
	Philadelphia, Pennsylvania	0	0	53 024	145
	Superior, Wisconsin	0	0	21 700	59
	Toledo, Ohio	0	0	165 312	452
U.S. Oil & Refining Co.	Anacortes, Washington	85 543	234	156 482	428
	Blue Island, Illinois	0	0	27 712	75
	Toledo, Ohio	721 279	1 976	787 666	2 157
UPG Falco	Mokena, Illinois	11 897	32	0	0
	St. Rose, Louisiana	59 625	163	0	0
	Toledo, Ohio	13 963	38	2 147	5
Union Oil Company of California	Lemont, Illinois	1 263 538	3 461	3 844 419	10 532
United Refining Company	Warren, Pennsylvania	2 432 703	6 664	3 037 128	8 320
Various	Various	68 405	187	3 831	10
TOTAL		27 490 758	75 294	34 166 458	93 582

5(a) Exportations de pétrole brut canadien et équivalents (Mètres cubes par jour)

	1985	1986
Pétrole brut léger et équivalents:	33 406	41 281
Pétrole brut lourd:	41 888	52 301
Total	75 294	93 582

Électricité

1. Certificats délivrés en 1986 pour approuver des lignes internationales de transport d'électricité

Aucun certificat n'a été délivré en 1986

Électricité

2. Ordonnances délivrées en 1986 concernant des lignes internationales de transport d'électricité

Demandeur	No d'ordonnance	Date	Installations
1. Hydro-Québec	XE-1-86	21 Jan. 1986	Une ligne internationale de transport d'électricité allant du transformateur de distribution M2KIC jusqu'à un point situé sur la frontière internationale à 10 km au nord-est de la borne n^{o} 353 dans la municipalité de Saint-Théophile. Cette ligne à circuit unique monophasé fonctionne a une tension nominale de 120/240 volts.

Électricité

3. Licences délivrées en 1986 pour l'exportation de puissance et d'énergie électriques

Aucune licence n'a été délivrée en 1986

Électricité

4. Ordonnances délivrées en 1986 concernant les exportations de puissance et d'énergie électriques

4(a) Ordonnances délivrées en vertu de l'article 7 du Règlement, conformément à la partie VI de la Loi.

Demandeur	N° d'ordonnance	Date de délivrance	Catégorie	Kilowatts	Kilowatt-heures par an	Période d'application Du	Au
1. Boise Cascade Canada Ltd.	ELO-211	5 juin 1986	Garantie	8 000	70 000 000	86-07-01	89-06-30
2. Manitoba Hydro	ELO-210	22 Avril 1986	Garantie	12	15 000	86-08-01	89-07-31
3. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	ELO-209	26 mars 1986	Garantie	50 000	36 000 000	86-04-01	86-04-30
4. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	ELO-212	23 Déc. 1986	Garantie	50 000	250 000 000	87-01-01	88-10-31

4(b) Ordonnances de modification délivrées concernant la puissance et l'énergie

Demandeur	N° d'ordonnance	Date de délivrance	Observations
1. Cominco Ltd.	AO-1-EL-146	9 oct. 1986	Modifications reflétant l'objectif de l'Office lors de l'ajout de la condition 5 à la licence.
2. Cominco Ltd.	AO-1-EL-147	9 oct. 1986	Modification reflétant les objectifs de l'Office lors de l'ajout des conditions 7 et 8 à la licence
3. Cominco Ltd	AO-1-EL-148	9 oct. 1986	Modification reflétant l'objectif de l'Office lors de l'ajout de la condition 6 à la licence.
4. Hydro-Québec	AO-1-ELO-196	21 janv. 1986	Modification autorisant les exportations sur la ligne de transport internationale autorisée en vertu de l'ordonnance XE-1-86.
5. Hydro-Québec	AO-1-EL-167	20 mars 1986	Modification de la date d'entrée en vigueur de la licence EL-167.
6. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	AO-1-EL-140	3 avr. 1986	Modification reflétant l'objectif de l'Office lors de l'ajout de la condition 5 à la licence.
7. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	AO-1-ELO-201	18 nov. 1986	Modification pour augmenter la quantité de puissance et d'énergie autorisée en vertu de l'ordonnance ELO-201.
8. St. Lawrence Power Company	AO-1-EL-159	30 janv. 1986	Modification reflétant l'approbation par l'Office d'une entente conclue avec Niagara Mohawk Corporation.

4(c) Ordonnances de révocation délivrées conformément au paragraphe 84(3)

Demandeur	N° d'ordonnance	Date de délivrance	Observations
1. Hydro-Québec	RO-EL-173	9 juil. 1986	Ordonnance révoquant le permis EL-173 à compter du 9 juillet 1986.

Électricité

5. Exportations d'énergie électrique (Mégawattheures)

Exportateur	N° de licence	Autorisation par licence		Énergie brute exportée			Valeur pécuniaire déclarée des exportations	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange[a]	Garantie	Interruptible
NOUVEAU-BRUNSWICK								
1 Fraser Inc	EL-122	400 000	–	376 190	–	–	16 530 019	–
	EL-123	–	50 000	–	–	–	–	–
2 Maine and New Brunswick Electrical Power Company Limited	EL-22	250 000	–	119 326			1 556 970	
	EL-23	–	25 000	–	–	–	–	–
3 La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick*	EL-64	3 504 000	–	–	–	–	–	–
	EL-137	876 000	–	823 586	–	-7 193	54 063 740	–
	EL-138	876 000	–	823 586	–	-7 193	58 956 871	–
	EL-139	92 000	–	44 566	–	-2 892	3 214 441	–
	EL-140	–	6 482 400[b]	–	4 091 977	-1 146	–	122 303 296
	EL-141	1 226 400	–	–	–	410 846	–	–
	EL-142	140 000	–	–	–	–	–	–
	EL-143	–	300 000	–	128 814	-33 850	–	5 543 471
	EL-144	250 000	–	–	–	–	–	–
	EL-145	–	179 000	–	9 298	-1 388	–	269 508
	EL-150	1 138 000	–	205 896	–	-1 798	14 154 009	–
	ELO-197	50	–	–	–	–	–	–
	ELO-201		–		–	–		–
	à ELO-203	445	–	280	–	–	25 326	–
	*ELO-206	230 000	–	3 555	–	–	1 229 867	–
	*ELO-209	36 000	–	25 094	–	–	1 023 749	–
TOTAL				2 422 079	4 230 089	355 386	150 754 992	128 116 275
QUÉBEC								
4 Société de transmission électrique de Cedars Rapids Limitée	EL0-207	20 000	–	–	–	–	–	–
5 Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	–	3 000 000	–	–	125 582 641	–
	EL-151	–	7 000 000	–	208 277	–	–	6 569 876
	EL-152	–	23 564 000[e]	–	1 236 448	–	–	31 367 332
	EL-153	–	23 564 000[e]	–	5 336 699	899	–	124 157 328
	EL-154	11 220 000[d]	–	–	–	–	–	–
	EL-155	13 140 000[d]	–	11 947	–	–	378 945	–
	EL-156	25 000	–	–	–	–	–	–
	EL-165	–	3 000 000	–	–	–	–	–
	EL-166		3 000 000	–	626 286	–	–	13 962 851
	EL-167	–	6 920 000[e]	–	759 502	33 094	–	17 820 371
	EL-168	1 314 000	–	988 808	–	–	45 370 691	–
	EL-169	–	1 752 000[f]	–	347 755	285	–	7 045 007
	EL-171	205 000	–	54 041	–	–	3 304 827	–
	EL-172	657 000[g]	–	59 834	–	–	2 770 942	–
	ELO-180							
	à ELO-182							
	et ELO-189							
	à ELO-196	1 807	–	258	–	–	13 501	–
TOTAL				4 124 888	8 514 967	34 278	177 421 547	200 922 765

Électricité

5. (suite) Exportations d'énergie électrique (Mégawattheures)

Exportateur	N° de licence	Autorisation par licence		Energie brute exportée			Valeur pécuniaire déclarée des exportations	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange[a]	Garantie	Interruptible
ONTARIO								
6. Boise Cascade Canada Ltd	ELO-177	–	70 000	–	328	–	–	8 557
7. Canadian Niagara Power Company Limited	EL-161	–	500 000	–	426 851	3 237	–	15 770 808
8. The Canadian Transit Company	ELO-199	25	–	24	–	–	–	–
9. The Detroit and Windsor Subway Company	ELO-204	2 000	–	1 047	–	–	–	–
10. Ontario Hydro	EL-32	15 000	–	1 003	–		2 006	–
	EL-134	–	10 000 000	–	–	1 155 564	–	–
	EL-135	10 500 000	–	2 811 322	–	–	138 367 310	–
	EL-136	–	25 000 000[h]	–	3 217 613	32 551	–	108 216 681
	ELO-198	200	–	34	–	–	2 333	–
11. St. Lawrence Power Company	EL-158	–	250 000	–	–	938	–	–
	EL-159	–	150 000	–	63 650	–	–	1 904 189
	EL-160	–	150 000	–	–	6 913	–	–
	ELO-188	–	250 000	–	235 571	–	–	6 072 075
TOTAL				2 813 430	3 944 013	1 199 203	138 371 649	131 972 310
MANITOBA								
12. Manitoba Hydro	EL-97	–	1 500 000	–	2 098 382	–	–	29 625 159
	EL-98	876 000	–	39 020	–	–	4 079 414	–
	EL-99	262 800	–	46 200	–	–	895 371	–
	EL-100	800 000	–	–	–	–	–	–
	EL-101	2 500 000	–	–	–	17 884	–	–
	EL-102	3 270 000	–	–	–	–	–	–
	EL-103	–	12 000 000[i]	–	4 823 255	-37 214	–	77 086 334
	ELO-176 and ELO-200	7 899	–	1 729	–	–	67 347	–
TOTAL				86 949	6 921 637	-19 330	5 042 132	106 711 493
SASKATCHEWAN								
13. Saskatchewan Power	*EL-117	438 000	–	–	–	–	–	–
	EL-118	438 000[j]	–	11 645	–	–	–	
	EL-119	–	876 000[k]	–	98 238	41 045	–	1 169 338
	EL-120	876 000[k]	–	–	–	–	–	–
TOTAL				11 645	98 238	41 045	–	1 169 338

Électricité

5. (suite) Exportations d'énergie électrique (Mégawattheures)

Exportateur	N° de licence	Autorisation par licence		Énergie brute exportée			Valeur pécuniaire déclarée des exportations	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange[a]	Garantie	Interruptible
COLOMBIE-BRITANNIQUE								
14 British Columbia Hydro and Power Authority	EL-162	6 000 000	–	283 641	–	–	8 772 316	–
	EL-163	–	15 000 000[l]	–	1 640 119	1 150 552	–	33 235 454
	EL-164	–	3 000 000	–	–	569 022	–	–
	ELO-179	–	–	–	–	–	–	–
and	ELO-205	15 500	–	13 315	–	–	596 045	–
	...[m]	–	–	–	–	314 715	–	–
15 Cominco Ltd	EL-146	50 000	–	–	–	–	–	–
	EL-147	–	1 100 000	–	166 120	–	–	1 500 581
	EL-148	250 000	–	–	–	18 371	–	–
	EL-149	–	1 000 000	–	–	–	–	–
16 West Kootenay Power and Light Company	ELO-187	50	–	49	–	–	2 027	–
TOTAL				297 005	1 806 239	2 052 660	9 370 388	34 736 035
TOTAL POUR LE CANADA[n]				9 755 996	25 515 183	3 663 242	480 960 708	603 628 216

a — L'échange a une valeur énergétique nulle. Il comporte les débits imprévus et en circuit bouclé, les échanges d'équivalence, les transferts de rajustement pour le stockage et les transferts d'acheminement ou de transit.

b — Le total des exportations ne doit pas dépasser 6 482,4 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu des licences EL-64, EL-137, EL-138, EL-150 et de l'ordonnance ELO-206.

c — Le total des exportations ne doit pas dépasser 23 564 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu d'une autre licence qui permet le transport de l'énergie sur les lignes autorisées par les certificats d'utilité publique EC-III-15 et EC-10.

d — Le total des exportations ne doit pas dépasser 13 140 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu des licences EL-154 et EL-155.

e — Le total des exportations ne doit pas dépasser 6 920 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu des licences EL-165 et EL-166.

f — Le total des exportations ne doit pas dépasser 1 752 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu de la licence EL-168.

g — Le total des exportations ne doit pas dépasser 657 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu de la licence EL-171.

h — Le total des exportations ne doit pas dépasser 25 000 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu de la licence EL-135.

i — Le total des exportations ne doit pas dépasser 12 000 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu des licences EL-97, EL-98, EL-99, EL-100, EL-101 et EL-102.

j — Valeur nulle; l'énergie est retournée.

k — Le total des exportations ne doit pas dépasser 876 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu des licences EL-119 et EL-120.

l — Le total des exportations ne doit pas dépasser 15 000 GW.h lorsqu'on tient compte des quantités exportées en vertu de la licence EL-162.

m — Energie exportée conformément au traité Skagit River Valley Treaty, qui ne relève pas de l'Office.

n — Ne comprend pas les 633 139 $ de revenus provenant des frais de transit, de transport, de location de groupes et de transfert de stockage.

° Expiré en 1986

MOTIFS DE DÉCISION PUBLIÉS EN 1986

1. "Dome/Windsor" - Relativement à une audience publique portant sur certaines installations de terminal de stockage, et d'autres installations connexes que possède ou loue la Dome Petroleum Limited qui les exploite à Windsor (Ontario) (ORDONNANCE D'AUDIENCE: MH-5-85) - Janvier 1986

2. "Nitrochem" - Nitrochem Inc. - Ordonnance provisoire et avis de motion de TransCanada pour rejeter la demande provisoire de la Nitrochem Inc. - Janvier 1986

3. "TransCanada/TransContinental" - TransCanada PipeLines Limited - Approbation d'une entente précédente de 1985 et des modifications à la licence connexe GL-88 pour les ventes à TransContinental Gas Pipe Line Corporation - Février 1986.

4. "ProGas/GL-80" - ProGas Limited - Modifications au contrat existant de ventes de gaz naturel à l'exportation et à la licence connexe GL-80 aux fins de vente à la Texas Eastern Transmission Corporation - Février 1986.

5. "West Kootenay" - West Kootenay Power and Light Company Limited - Relative à la demande déposée aux termes des articles 11 et 12 de la Loi sur l'Office national de l'énergie - Mars 1986

6. "Interprovincial/Installations" - Pipeline Interprovincial Limitée - Relative à une demande selon l'article 44, partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie (ORDONNANCE D'AUDIENCE: OH-3-85) - Avril 1986

7. "Audience générale - Phase I" - Relative à la phase I - Phase des méthodes de calcul des excédents de l'Audience générale de 1985 sur les exportations de gaz (ORDONNANCE D'AUDIENCE: GH-2-85) - Avril 1986

8. "TransCanada/RH-5-85" - TransCanada PipeLines Limited - Relative à l'accès aux services (ORDONNANCE D'AUDIENCE: RH-5-85) - Mai 1986

9. "TransCanada/Accident survenu à Oshawa" - Rapport relatif à une enquête publique concernant un accident subi à la borne kilométrique MLV133-1 + 16,3 km, au nord d'Oshawa (Ontario) par une canalisation du réseau de gazoduc que possède et exploite la TransCanada PipeLines Limited ORDONNANCE D'AUDIENCE: MH-1-86) - Mai 1986

10. "Interprovincial/Accident survenu à Camrose" - Relativement à un accident survenu le 19 février 1985 à proximité de Camrose (Alberta) sur le réseau pipelinier de la société Pipeline Interprovincial Limitée (ORDONNANCE D'AUDIENCE: MH-2-85) - Juin 1986

11. "TQM/Droits" - Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc. - Demande du 28 février 1986, dans sa version révisée, relative à l'obtention de nouveaux droits à compter du 1er janvier 1986 (ORDONNANCE D'AUDIENCE: RH-2-86) - Août 1986

12. "Westcoast/Droits" - Westcoast Transmission Company Limited - Demande du 1er décembre 1985, dans sa version révisée, concernant de nouveaux droits en vigueur le 1er janvier 1986 (ORDONNANCE D'AUDIENCE: RH-6-85) - Août 1986

13. "Trans Mountain/Droits" - Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. - Relative à une demande déposée en vertu de la Partie IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie (ORDONNANCE D'AUDIENCE: RH-1-86) - Septembre 1986

14. "ProGas/GL-98" - ProGas Limited - Modification de la licence GL-98 (ORDONNANCE D'AUDIENCE: GH-4-86) - Octobre 1986

15. "Alberta and Southern/Licences" - Alberta and Southern Gas Co. Ltd. - Unification des licences GL-3, GL-16, GL-24, GL-35, GL-67, GL-68 et GL-69 avec prolongation de durée et certains autres changements (ORDONNANCE D'AUDIENCE: GH-4-86) - Octobre 1986

16. "Shell/Exportation" - Shell Canada Limitée - Demande concernant une licence d'exportation de gaz (ORDONNANCE D'AUDIENCE: GH-2-86) - Novembre 1986

AUTRES RAPPORTS PUBLIÉS EN 1986

1. Rapport annuel, 1985, de l'Office national de l'énergie - Mars 1986

2. Glossaire anglais-français, français-anglais de la terminologie utilisée à l'Office national de l'énergie - Mai 1986

3. Services canadiens d'électricité - Analyse de la production et des tendances - 1984 - Mai 1986

4. Rapport de l'Office national de l'énergie conformément à la Loi sur l'accès à l'information et à la Loi sur la protection des renseignements personnels - 1er avril 1985 au 31 mars 1986 - Juin 1986

5. Exportations de produits pétroliers - La première année de la déréglementation à l'étude - Septembre 1986

6. Exportations de pétrole brut - La première année de la déréglementation - Novembre 1986

7. L'énergie au Canada - Offre et demande - 1985-2005 - Octobre 1986

Pour obtenir la nouvelle version unifiée du Règlement (Partie VI) datée de mai 1986, prière de s'adresser à l'Office.

Personnel cadre de l'Office[1]

Bureau du directeur exécutif

R St G Stephens	Directeur exécutif

Direction des finances

W Ganim	Directeur

Direction du personnel

J L Thompson	Directeur

Réglementation de l'énergie

P L Miles	Directeur général
M C Walker	Analyste supérieur, Études de l'énergie
I Melzer	Analyste supérieur, Études de l'énergie

Direction de l'économique

M Segal	Directeur
R E Jackson, Jr	Directeur adjoint, Analyse économique
J S Oh	Directeur adjoint, Réglementation et statistiques énergétiques
E Ruddick	Directrice adjointe, Prévisions de la demande et marché énergétique

Direction des approvisionnements énergétiques

W A Hiles	Directeur
E Kutney	Directeur adjoint, Géologie et réserves
K Poole	Directeur adjoint, Approvisionnements en gaz
G C Hos	Directeur adjoint, Approvisionnements en pétrole et énergie de remplacement

Direction de l'électricité

A N Karas	Directeur
W H Correll	Directeur adjoint intérimaire, Planification

Direction du gaz

S R Ironstone	Directeur
A L Browne	Directeur adjoint, Industrie du gaz et analyse des marchés
R S Green	Directeur adjoint, Réglementation du gaz et licences

Direction du pétrole

R M White	Directeur
B A Wells	Directeur adjoint intérimaire, Opérations

Réglementation des pipelines

K W Vollman	Directeur général

Direction du génie et des opérations des pipelines

E L M Gordon	Directeur
T Klatt	Directeur adjoint, Génie
G Byrtus	Directeur adjoint, Construction et opérations

Direction de la réglementation financière

H K Pau	Directeur
G S Johnson	Directeur adjoint
C M Yeates	Directeur adjoint

Direction de l'environnement et des emprises

P A Carr	Directeur
J A Hodges	Directeur adjoint, Environnement
G E Marquardt	Directeur adjoint, Emprises

Direction du contentieux

S K Fraser	Conseiller juridique
F J Morel	Conseiller juridique adjoint

Bureau du Secrétaire

J S Klenavic	Secrétaire
N Bourque	Secrétaire adjoint, Communications
G A Laing	Secrétaire adjoint, Réglementation
T W Miles	Directeur adjoint, Soutien administratif

Direction de la technologie informatique

D Emmens	Directeur
K E Begley	Directeur adjoint, Services professionnels
Y R Bellefeuille	Directeur adjoint, Opérations
J M Outrata	Directeur adjoint, Intégration des systèmes

1 Au 31 décembre 1986